



## COMPARAÇÃO ENTRE OS REGIMES TRANSIENTE E PERMANENTE NA OBTENÇÃO DE CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

Vitor Hartmann Viégas

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadores: José Luis Drummond Alves  
Paulo Couto

Rio de Janeiro  
Maio de 2017

COMPARAÇÃO ENTRE OS REGIMES TRANSIENTE E PERMANENTE NA  
OBTENÇÃO DE CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

Vitor Hartmann Viégas

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

---

Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.

---

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

---

Prof. Virgilio Martins Ferreira Filho, D. Sc.

---

Dr. Andre Luiz Martins Compan, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MAIO DE 2017

Viégas, Vitor Hartmann

Comparação entre os Regimes Transiente e Permanente na  
Obtenção de Curvas de Permeabilidade Relativa / Vitor Hartmann  
Viégas. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XVIII, 111 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: José Luis Drummond Alves

Paulo Couto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de  
Engenharia Civil, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 89-92.

1. Permeabilidade Relativa. 2. Regime Transiente. 3.  
Simulação Numérica. 4. Regime P ermanente I. Alves, José Luis  
Drummond *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro,  
COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

## DEDICATÓRIA

Aos meus pais Sidney e Nilse.

À minha irmã Thaís.

À minha avó Lourdes.

Com amor, admiração e gratidão.

*“A persistência é o menor caminho do êxito”.*

Charles Chaplin.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, minha irmã e minha avó que acompanharam e definiram os meios, tornando possível a minha formação de caráter e de conhecimento.

À Petrobras - Petróleo Brasileiro S. A. – pela oportunidade cedida, apoio e por ter tornado este trabalho possível.

À COPPE e ao PEC por ter proporcionado as condições para que este trabalho pudesse ser concretizado.

Aos meus orientadores, professor Paulo Couto e ao professor José Luis Alves pela orientação, motivação e sugestões, fundamentais no desenvolvimento desta dissertação, e por terem acreditado no meu trabalho.

Ao pesquisador doutor Rodrigo Surmas pelas revisões, sugestões e comentários referentes a este trabalho.

Aos colegas do CENPES, com grande admiração e respeito, especialmente ao colega André Luiz Martins Compan pelas discussões e conhecimento compartilhado. E aos técnicos, principalmente ao técnico Nickolas Santos Pessoa, do Laboratório de Petrofísica Especial, pelos ensaios realizados.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## COMPARAÇÃO ENTRE OS REGIMES TRANSIENTE E PERMANENTE NA OBTENÇÃO DE CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

Vitor Hartmann Viégas

Maio/2017

Orientadores: José Luis Drummond Alves

Paulo Couto

Programa: Engenharia Civil

As produções de reservatórios de hidrocarbonetos podem ser estimadas utilizando curvas de permeabilidade relativa obtidas de ensaios laboratoriais em amostras de rocha representativas do reservatório. Estas curvas estão entre os parâmetros que mais impactam nos resultados das simulações de reservatório. Neste trabalho, foram empregados dois métodos distintos para obtenção destas curvas: método em regime transiente e método em regime permanente. O objetivo foi verificar o impacto de cada método nas curvas de permeabilidade relativa. Além disso, foram utilizadas razões de viscosidade distintas, de modo a também verificar o impacto da viscosidade dos fluidos na sensibilidade das curvas de permeabilidade relativa em relação aos métodos avaliados. A partir dos dados do ensaio de deslocamento no meio poroso em regime transiente e em regime permanente foram obtidos os comportamentos completos dessas curvas. Os pontos das curvas de permeabilidade relativa à água obtidos pelo método em regime permanente apresentaram valores inferiores aos obtidos pelo método em regime transiente. Por outro lado, as curvas de permeabilidade relativa ao óleo, apresentaram valores superiores. Observou-se que a razão de viscosidade empregada nos ensaios possui grande impacto nas curvas de permeabilidade relativa, principalmente na curva de óleo. Além disso, observou-se que em amostras mais heterogêneas, as curvas obtidas por cada regime de fluxo sofrem grande impacto.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

A COMPARISON STUDY OF UNSTEADY-STATE AND STEADY-STATE METHODS  
IN OBTAINING REALITVE PERMEABILITY CURVES

Vitor Hartmann Viégas

May/2017

Advisors: José Luis Drummond Alves

Paulo Couto

Department: Civil Engineering

Production of hydrocarbon reservoirs can be estimated using relative permeability curves obtained from laboratory tests on rock samples representative of the reservoir. These curves are among the parameters that most impact the results of reservoir simulations. In this work, two different methods were used to obtain these curves: unsteady state method and steady state method. The objective was to verify the impact of each method on the relative permeability curves. In addition, different viscosity ratios were used in order to also verify the impact of the viscosity of the fluids on sensitivity of the relative permeability curves in relation to the evaluated methods. From the data of the displacement test on porous media the complete behavior of these curves was obtained. The points of the water permeability curves obtained by the steady state method presented lower values than those obtained by the transient method. On the other hand, the oil permeability curves presented higher values. It was observed that the viscosity ratio employed in the tests has a great impact on the relative permeability curves, especially in the oil curve. In addition, it was observed that in more heterogeneous samples, the curves obtained by each flow regime have a great impact.

## ÍNDICE

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>XV</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS.....</b>	<b>XVII</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO.....	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	3
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>4</b>
2.1. SATURAÇÃO DE FLUIDOS.....	4
2.2. MOLHABILIDADE.....	5
2.3. PERMEABILIDADE.....	7
2.4. MÉTODOS DE OBTENÇÃO DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA AVALIADOS.....	11
2.4.1. <i>Regime Transiente</i> .....	11
2.4.2. <i>Regime Permanente</i> .....	20
2.5. COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS TRANSIENTE E PERMANENTE.....	23
2.5.1. <i>Maloney e Dogget (1995)</i> .....	23
2.5.2. <i>Eleri, Graue e Skaue (1995)</i> .....	25
2.5.3. <i>Maini e Coskuner (1990)</i> .....	26
2.5.4. <i>Crotti (2004)</i> .....	28
2.5.5. <i>Richardson (1957)</i> .....	35
2.5.6. <i>Ibrahim e Koederitz (2001)</i> .....	36
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>41</b>
3.1. DADOS DAS AMOSTRAS UTILIZADAS.....	42
3.1.1. <i>Caracterização das Amostras Utilizadas</i> .....	42
3.2. DADOS DOS FLUIDOS UTILIZADOS.....	46
3.2.1. <i>Condição de Laboratório</i> .....	46
3.2.2. <i>Condição de Semi-reservatório</i> .....	46
3.3. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE LABORATÓRIO E REGIME TRANSIENTE.....	47
3.3.1. <i>Procedimento</i> .....	47
3.3.2. <i>Dados de Produção e Diferencial de Pressão Obtidos nos Ensaios em Regime Transiente</i> .....	48
3.4. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE LABORATÓRIO E REGIME PERMANENTE.....	52
3.4.1. <i>Dados de Produção e Diferencial de Pressão Obtidos nos Ensaios em Regime Permanente</i> .....	53
3.5. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE SEMI-RESERVATÓRIO E REGIME TRANSIENTE.....	57
3.5.1. <i>Dados de Produção e Diferencial de Pressão Obtidos nos Ensaios em Regime Transiente</i> .....	59
3.6. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE SEMI-RESERVATÓRIO E REGIME PERMANENTE.....	60
3.6.1. <i>Dados de Produção e Diferencial de Pressão Obtidos nos Ensaios em Regime Permanente</i> .....	62
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>64</b>
4.1. GRÁFICOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA A.....	64
4.1.1. <i>Utilizando óleo mineral UNIPAR</i> .....	64
4.1.2. <i>Utilizando óleo mineral EMCA</i> .....	65
4.1.3. <i>Comparação UNIPAR vs EMCA - amostra A</i> .....	67
4.2. GRÁFICOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA B.....	70
4.2.1. <i>Utilizando óleo mineral UNIPAR</i> .....	70
4.2.2. <i>Utilizando óleo mineral EMCA</i> .....	71
4.2.3. <i>Comparação UNIPAR vs EMCA - amostra B</i> .....	72
4.2.4. <i>Comparação Amostra A vs Amostra B – Regime Transiente</i> .....	74
4.2.5. <i>Comparação Amostra A vs Amostra B – Regime Permanente</i> .....	76



4.3.	GRÁFICOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA C.....	78
4.3.1.	<i>Comparação Amostras A x Amostra B x Amostra C.....</i>	81
5.	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>85</b>
6.	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>89</b>
	<b>APÊNDICE I .....</b>	<b>93</b>
	CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA PARAMETRIZADAS .....	93
	CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA.....	94
	• <i>Corey.....</i>	94
	• <i>Sigmund &amp; McCaffery.....</i>	94
	• <i>Chierici.....</i>	94
	• <i>LET.....</i>	95
	• <i>Splines 2.....</i>	95
	• <i>Splines 3.....</i>	96
	<b>APÊNDICE II .....</b>	<b>98</b>
	PONTOS DAS CURVAS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO – AMOSTRAS A E B .....	98
	• <i>Utilizando Óleo Mineral UNIPAR.....</i>	98
	• <i>Utilizando Óleo Mineral EMCA.....</i>	100
	PONTOS DAS CURVAS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO – AMOSTRAS C .....	102
	PONTOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA A.....	104
	PONTOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA B.....	107
	PONTOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA C.....	110

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Rocha-reservatório contendo os três fluidos: água, óleo e gás (Rosa, A. J.et al., 2006).....	4
Figura 2 - Exemplo do ângulo de contato formado entre a água e um sólido na presença de um determinado tipo de óleo (Benner e Bartell, 1941). ....	5
Figura 3 - Molhabilidade (Benner e Bartell, 1941). ....	6
Figura 4 - Esquemático do aparato utilizado no experimento de Darcy (Rosa, A. J.et al., 2006). ....	7
Figura 5 - Exemplo sintético de Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo (Compan, 2015).....	10
Figura 6 - Efeito da molhabilidade sobre as curvas de permeabilidade relativa – Curva 1: água molha preferencialmente; Curva 2 – óleo molha preferencialmente (Rosa, A. J.et al., 2006).....	10
Figura 7 - Passo a passo de um ensaio de permeabilidade relativa em regime transiente. (Adaptado de < <a href="http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF">http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF</a> >. Acesso em: 04/08/2017) .....	12
Figura 8 - Esquema simplificado do aparato experimental no ensaio em regime transiente. (Fonte: Petrobras).....	13
Figura 9 - Fluxo linear inclinado de dois fluidos imiscíveis (Rosa, A. J.et al., 2011) .....	14
Figura 10 - Curva do fluxo fracionário de água (Rosa, A. J.et al., 2006). ....	17
Figura 11 - Elemento de meio poroso (Rosa, A. J.et al., 2006).....	18
Figura 12 - Passo a passo de um ensaio de permeabilidade relativa em regime permanente. (Adaptado de < <a href="http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF">http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF</a> >. Acesso em: 04/08/2017) .....	22
Figura 13 - Esquema simplificado do aparato experimental no ensaio em regime permanente. (Fonte: Petrobras) .....	23
Figura 14 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente. (Adaptado de Maloney e Dogget, 1995).....	24
Figura 15 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente, com injeção de água. (Adaptado de Eleri et al., 1995) .....	25

Figura 16 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente, com injeção de óleo. (Adaptado de Eleri <i>et al.</i> , 1995) .....	26
Figura 17 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente. Temperatura de 23°C. (Adaptado de Maini e Coskuner, 1990) .....	27
Figura 18 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente. Temperatura de 100°C. (Adaptado de Maini e Coskuner, 1990). .....	28
Figura 19 - Seção transversal de um sistema de camadas paralelas de mesma espessura. (Adaptado de Crotti, 2004) .....	29
Figura 20 - Curvas de permeabilidade relativa água-óleo idênticas para as duas camadas. (Adaptado de Crotti, 2004) .....	29
Figura 21 - Estágio inicial da injeção de água no bloco. (Crotti, 2004) .....	30
Figura 22 - Injeção de água no momento do <i>Breakthrough</i> . (Crotti, 2004).....	30
Figura 23 - Curvas de permeabilidade relativa de cada camada. Pontos calculados. (Adaptado de Crotti, 2004).....	31
Figura 24 - Curvas típicas de permeabilidade relativa de um sistema heterogêneo. (Adaptado de Crotti, 2004).....	32
Figura 25 - Razão entre as permeabilidades relativas correspondentes as curvas “experimentais” da Figura 15. (Adaptado de Crotti, 2004).....	33
Figura 26 - Ambas as camadas em regime permanente. (Adaptado de Crotti, 2004)..	33
Figura 27 - Comparação da relação $K_w/K_o$ medida pelo regime permanente e pelo regime transiente. (Adaptado de Richardson, 1957) .....	36
Figura 28 - Curvas de permeabilidade relativa água-óleo para um arenito molhável à água. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001).....	38
Figura 29 - Curvas de permeabilidade relativa gás-óleo. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001) .....	38
Figura 30 - Curvas de permeabilidade relativa água-óleo para várias correlações. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001).....	39
Figura 31 - Curvas de permeabilidade relativa gás-óleo para três correlações. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001) .....	39
Figura 32 - Fotografias da amostra A. ....	43
Figura 33 - Imagens tomográficas da amostra A. ....	43
Figura 34 - Fotografias da amostra B. ....	44

Figura 35 - Imagens tomográficas da amostra B. ....	44
Figura 36 - Fotografias da amostra C. ....	45
Figura 37 - Imagens tomográficas da amostra C. ....	45
Figura 38 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de laboratório. (Fonte: Petrobras) .....	48
Figura 39 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra A em regime transiente utilizando óleo mineral UNIPAR. ....	49
Figura 40 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra B em regime transiente utilizando óleo mineral UNIPAR. ....	50
Figura 41 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra A em regime transiente utilizando óleo mineral EMCA. ....	51
Figura 42 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra B em regime transiente utilizando óleo mineral EMCA. ....	51
Figura 43 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente e condição de laboratório. (Adaptado de Relatório Interno Petrobras).....	53
Figura 44 – Dados de permeabilidade relativa da amostra A em regime permanente utilizando óleo mineral UNIPAR. ....	54
Figura 45 – Dados de permeabilidade relativa da amostra B em regime permanente utilizando óleo mineral UNIPAR. ....	55
Figura 46 – Dados de permeabilidade relativa da amostra A em regime permanente utilizando óleo mineral EMCA. ....	56
Figura 47 – Dados de permeabilidade relativa da amostra B em regime permanente utilizando óleo mineral EMCA. ....	57
Figura 48 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de semi-reservatório. (Fonte: Petrobras) 59	
Figura 49 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra C em regime transiente. ....	60
Figura 50 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente e condição de semi-reservatório (Adaptado de Relatório Interno Petrobras). ....	62
Figura 51 – Dados de permeabilidade relativa da amostra C em regime permanente. 63	
Figura 52 – Dados de diferencial de pressão da amostra C em regime permanente (escala de tempo reduzida). ....	63

Figura 53 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo UNIPAR.....	64
Figura 54 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo EMCA. ....	66
Figura 55 – Curvas de permeabilidade relativa em escala log obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo EMCA. ....	66
Figura 56 – Curvas de fluxo fracionário obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo EMCA.....	67
Figura 57 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostra A, óleo UNIPAR e EMCA. ....	68
Figura 58 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostra A, óleo UNIPAR e EMCA. ....	69
Figura 59 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostra A, óleo UNIPAR e EMCA (escala log). ....	69
Figura 60 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra B, óleo UNIPAR.....	70
Figura 61 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra B, óleo EMCA. ....	71
Figura 62 – Curvas de fluxo fracionário obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra B, óleo EMCA.....	72
Figura 63 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostra B, óleo UNIPAR e EMCA. ....	73
Figura 64 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostra B, óleo UNIPAR e EMCA. ....	74
Figura 65 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A e B, óleo UNIPAR.....	75
Figura 66 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A e B, óleo EMCA. ....	76
Figura 67 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A e B, óleo UNIPAR.....	77
Figura 68 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A e B, óleo EMCA. ....	78
Figura 69 – Curvas de permeabilidade relativa, em escala logarítmica, obtidas em regime permanente, amostras A e B, óleo EMCA. ....	78

Figura 70 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra C. ....	79
Figura 71 – Curvas de permeabilidade relativa adimensionalizadas obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra C.....	80
Figura 72 – Curvas de fluxo fracionário obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra C.....	80
Figura 73 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A, B (UNIPAR) e C (óleo morto). ....	81
Figura 74 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A, B (EMCA) e C (óleo morto).....	82
Figura 75 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A, B (UNIPAR) e C (óleo morto). ....	83
Figura 76 – Curvas de permeabilidade relativa em escala logarítmica obtidas em regime permanente, amostras A, B (UNIPAR) e C (óleo morto). ....	83
Figura 77 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A, B (EMCA) e C (óleo morto).....	84
Figura 78 – Curvas de permeabilidade relativa em escala logarítmica obtidas em regime permanente, amostras A, B (EMCA) e C (óleo morto).....	84

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Propriedades da Amostra e dos Fluidos.....	23
TABELA 2 - Propriedades da Amostra e dos Fluidos.....	25
TABELA 3 - Propriedades da Amostra e dos Fluidos.....	27
TABELA 4 - Cálculos para condição de regime permanente .....	34
TABELA 5 - Propriedades da Amostra .....	35
TABELA 6 – Propriedades das amostras utilizadas nos ensaios.....	42
TABELA 7 – Fluidos utilizados nas análises.....	46
TABELA 8 – Fluidos utilizados nas análises.....	47
TABELA 9 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra A .....	98
TABELA 10 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra B .....	99
TABELA 11 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra A .....	100
TABELA 12 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra B .....	101
TABELA 13 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra C .....	102
TABELA 14 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR .....	104
TABELA 15 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR .....	104
TABELA 16 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA.....	105
TABELA 17 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA .....	106
TABELA 18 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR .....	107
TABELA 19 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR .....	107
TABELA 20 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA.....	108
TABELA 21 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA .....	109

TABELA 22 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente e condição de semi-reservatório ..... 110

TABELA 23 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente e condição de semi-reservatório..... 111



## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

$A$  - área da seção transversal ( $\text{cm}^2$ )  
 $BT$  - breakthrough  
 $D$  - diâmetro da amostra (cm)  
 $Dp$  - diferencial de pressão (psig)  
 $f$  - fluxo fracionário (fração)  
 $g$  - constante gravitacional,  $981 \text{ cm/s}^2$   
 $h$  ou  $z$  - altura  
 $k$  - permeabilidade absoluta (darcy)  
 $K_r$  - permeabilidade relativa (fração)  
 $L$  - comprimento (cm)  
 $Np$  - volume acumulado ( $\text{cm}^3$ )  
 $p$  - pressão (atm)  
 $P_c$  - pressão capilar (atm)  
 $q$  - quociente de vazão volumétrico ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )  
 $S$  - saturação (fração)  
 $t$  - tempo (segundos)  
 $u$  - velocidade  
 $V$  - volume  
 $V_p$  - volume poroso  
 $x$  - distância  
 $\Delta$  - diferenças finitas  
 $\mu$  - viscosidade (cP)  
 $\rho$  - massa específica ( $\text{g/cm}^3$ )  
 $\Phi$  - porosidade (fração)  
 $\sigma$  - tensão interfacial  
 $\theta$  - ângulo de contato (graus)  
 $\gamma$  - peso específico  
 $v$  - taxa de fluxo por unidade de área  
 $\partial$  - derivada

Subscritos (x):

$c$  – capilar

$g$  – gás

$w$  – água

$o$  – óleo

$r$  – residual

$s$  – sólido

$T$  – total

## ABREVIATURAS

*bump flow* - fluxo forçado

*Sor* - saturação de óleo residual

*Swi* - saturação de água conata ou irreduzível

*holder* - célula de aço utilizada nos ensaios para confinamento de amostras de rocha

Imago Relp® - simulador *black oil* que permite a obtenção de curvas de permeabilidade relativa por ajuste de histórico aos dados experimentais

*black oil* - o simulador *black oil* não considera alterações na composição dos hidrocarbonetos com a produção do campo

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

Os depósitos comerciais de petróleo ocorrem, em sua maioria, em reservatórios formados por rochas sedimentares detríticas (ou clásticas) e não detríticas, podendo ocorrer também em outros tipos de rocha com porosidade suficiente para se caracterizarem como importantes reservatórios (Rosa *et al.*, 2006).

As rochas sedimentares detríticas são aquelas formadas pela deposição de fragmentos de outras rochas (ígneas, metamórficas ou mesmo sedimentares). Esses fragmentos, principalmente quartzo e silicatos, constituem os sedimentos e surgem por efeito da erosão. Conforme o diâmetro dos grãos desses sedimentos, eles podem ser, do maior para o menor: cascalho, areia, silte ou argila. Cascalhos formam conglomerados e brechas, areias formam arenitos, siltes formam siltitos e argilas formam argilitos. As rochas sedimentares não detríticas surgem pela precipitação química de sais ou pela acumulação de restos orgânicos de animais e plantas. Quando formadas por sais, são chamadas de químicas (ex.: calcário e evaporito). Se formadas por restos orgânicos, são chamadas de orgânicas. As rochas sedimentares químicas são formadas principalmente por carbonatos, sulfatos, sílica, fosfatos e haloides. As principais rochas calcárias são o calcário (composto essencialmente de calcita) e o dolomito (composto de dolomita). Tipos mistos são os calcários dolomíticos<sup>1</sup>. Os reservatórios de petróleo mais comuns se encontram em arenitos ou carbonatos.

O conhecimento da quantidade de fluido existente em uma jazida de petróleo, ou mais especificamente, da quantidade de fluido que dela pode ser extraída, além da vazão com que este fluido será extraído do interior do reservatório, desempenham um papel fundamental na decisão de se implantar ou não um projeto exploratório. Os investimentos necessários para implantação do projeto, assim como os custos para manter o projeto em operação, devem ser pagos com a receita obtida com a comercialização dos fluidos a serem produzidos.

Sendo assim, as informações sobre as propriedades dos fluidos e das rochas constituem-se em fatores decisivos para o estudo do comportamento do reservatório de petróleo e, portanto, a sua coleta e a sua interpretação devem merecer uma atenção especial.

---

<sup>1</sup> <http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Canal-Escola/Rochas-1107.html> (Acessado em 27/07/2017)

Dentre as diversas informações a serem obtidas a respeito de uma acumulação de petróleo após a sua descoberta, a quantidade de hidrocarbonetos que pode ser retirada dessa jazida, bem como o tempo em que essa produção se efetuará estão entre as mais importantes. O conhecimento das leis que regem o movimento dos fluidos nos meios porosos é fundamental para a obtenção dessas informações.

A partir de equações básicas do estudo do fluxo em meios porosos podem ser desenvolvidos modelos matemáticos com os quais se procura obter informações relacionadas com o aspecto físico do reservatório. Podem ser obtidos também dados sobre o comportamento atual e futuro em termos de pressões, vazões de produção, etc. A complexidade desses modelos depende dos diversos aspectos a serem considerados no estudo do fluxo através do meio poroso e do grau de simplificação que se deseja imprimir.

As curvas de permeabilidade relativa são utilizadas para descrever quantitativamente o transporte simultâneo de duas ou mais fases imiscíveis dentro de um meio poroso. Estas curvas constituem componentes indispensáveis na simulação de reservatórios para o gerenciamento de reservatórios e estratégias de recuperação avançada. As curvas de permeabilidade relativa podem ser obtidas através de experimentos laboratoriais que simulam o processo de produção do reservatório em menor escala.

## **1.2. OBJETIVOS**

Existem dois métodos principais empregados para se obter as curvas de permeabilidade relativa em laboratório: injeção de fluidos em regime transiente e injeção de fluidos em regime permanente, que daqui em diante serão referidos por método transiente e método permanente, respectivamente. O método transiente consiste em deslocar um fluido do interior do meio poroso injetando outro fluido a vazão constante ou pressão constante. O método permanente consiste em injetar simultaneamente dois fluidos na amostra de rocha em proporções crescentes de um dos fluidos, mantendo-se constante a soma das vazões destes dois fluidos. Cada um dos métodos possui suas particularidades e apresenta suas vantagens e desvantagens, como pode ser observado no Capítulo 2. Neste trabalho, os fluidos utilizados foram água e óleo.

Tendo em vista a importância das curvas de permeabilidade relativa na simulação, gerenciamento e previsão de produção de reservatórios, este trabalho tem como objetivo a realização de ensaios de permeabilidade relativa em condição de laboratório e em condição de semi-reservatório, tanto se utilizando o método em regime transiente e o

método em regime permanente, de modo a realizar uma comparação entre as curvas obtidas por cada método. Além disso, este trabalho tem como objetivo apresentar resultados do impacto que razões de viscosidade<sup>2</sup> diferentes apresentam nas curvas de permeabilidade relativa.

### **1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO**

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica, contendo os principais tópicos relacionados ao escoamento bifásico no meio poroso avaliado neste trabalho, bem como conceitos associados a esse escoamento, resumo de algumas técnicas de obtenção de curvas de permeabilidade relativa em escala de laboratório, a teoria de deslocamento imiscível no meio poroso e as curvas de permeabilidade relativa parametrizadas utilizadas tradicionalmente, para posterior cálculo e simulação numérica do escoamento de fluidos em meio poroso, contemplando a técnica utilizada e o cálculo da permeabilidade relativa.

No Capítulo 3 é apresentada cada uma das etapas desse trabalho, destacando os fluidos e condições utilizados nos ensaios, bem como ensaios realizados, a metodologia aplicada para obtenção das curvas de permeabilidade relativa completas, até que ponto foi aplicada a metodologia e os métodos analíticos utilizados na comparação. Este capítulo também apresenta os dados das amostras de rocha e fluidos utilizados nos ensaios, a descrição detalhada dos ensaios de permeabilidade relativa e os dados medidos neste ensaio.

No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados de permeabilidade relativa obtidos pelos diferentes métodos, tanto em regime transiente como em regime permanente.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões deste trabalho, sugerindo futuras propostas de trabalho para obtenção das curvas de permeabilidade relativa, que permitiriam também avaliar a solução apresentada.

---

<sup>2</sup> Razão de viscosidade – quociente entre a viscosidade do fluido deslocado e do fluido injetado.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. SATURAÇÃO DE FLUIDOS

Os espaços porosos de um material podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás, ou ainda por dois ou três líquidos imiscíveis. Como exemplo, os poros de um reservatório petrolífero que contêm hidrocarbonetos e água, como pode ser observado na Figura 1. Logo, o conhecimento do volume poroso não é suficiente para se determinar a quantidade de óleo e ou gás presentes nas formações. Assim, é necessário se determinar a fração ou porcentagem do volume poroso ocupado por cada fluido, como pode ser observado na Figura 1, denominado de saturação, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico do reservatório.

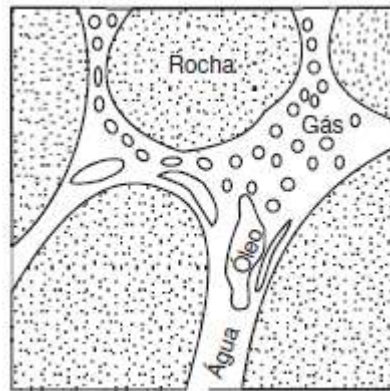


Figura 1 - Rocha-reservatório contendo os três fluidos: água, óleo e gás (Rosa, A. J.et al., 2006).

A saturação de óleo ( $S_o$ ), água ( $S_w$ ) e gás ( $S_g$ ) é o percentual do volume poroso ( $V_p$ ) ocupado por cada uma dessas fases (Equações 1-3):

$$\text{Saturação de óleo: } S_o = \frac{V_o}{V_p}; \quad (1)$$

$$\text{Saturação de gás: } S_g = \frac{V_g}{V_p}; \quad (2)$$

$$\text{Saturação de água: } S_w = \frac{V_w}{V_p}. \quad (3)$$

$$\text{Sendo: } S_o + S_g + S_w = 1. \quad (4)$$

Se o meio poroso contiver um único fluido, a saturação deste será 100%. Reservatórios tradicionais de petróleo ocorrem em rochas para onde o hidrocarboneto migrou e encontrou condições propícias para sua acumulação e preservação, chamadas rochas reservatório (Compan, 2015). Sendo assim, na zona portadora de hidrocarbonetos existirão dois ou mais fluidos. A saturação de água existente no reservatório no momento de sua descoberta é chamada de saturação de água inicial ou conata.

Os métodos de determinação da saturação de fluidos podem ser diretos ou indiretos. Os métodos indiretos permitem a determinação da saturação pela medida de alguma propriedade física da rocha, como, por exemplo, o que utiliza registros elétricos (perfilagem de poço) ou o que usa medidas de pressão capilar. Nos métodos diretos, as saturações dos fluidos são determinadas a partir de amostras da formação.

## 2.2. MOLHABILIDADE

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido se espalhar ou aderir preferencialmente em uma superfície sólida na presença de outro fluido imiscível (Cruz, 2015).

A Figura 2 mostra uma gota de água depositada sobre uma superfície sólida, no interior de um recipiente que contém um determinado tipo de óleo. Nessa figura está apresentado um esquema do equilíbrio de forças na interface óleo-água-sólido, sendo  $\sigma_{wo}$  é a tensão interfacial entre a água e o óleo,  $\sigma_{sw}$  a tensão interfacial entre o sólido e a água, e  $\sigma_{so}$  a tensão interfacial entre o sólido e o óleo.

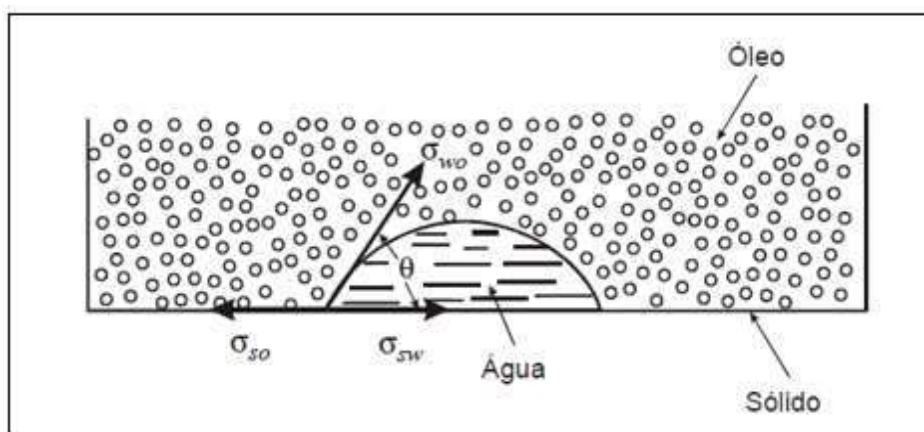


Figura 2 - Exemplo do ângulo de contato formado entre a água e um sólido na presença de um determinado tipo de óleo (Benner e Bartell, 1941).

Por definição, ângulo de contato  $\theta$  é o ângulo (variando entre  $0^\circ$  e  $180^\circ$ ) medido no fluido mais denso.

Se  $\theta < 90^\circ$ : o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido.

Se  $\theta > 90^\circ$ : o líquido menos denso molha preferencialmente o sólido.

No contexto de engenharia de petróleo, molhabilidade é a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico. No caso de um sistema rocha/óleo/água, a molhabilidade descreve a preferência da rocha de estar em contato com a água ou o óleo na presença do outro fluido.

A molhabilidade varia de acordo com os fluidos e os sólidos envolvidos, conforme mostra a Figura 3. Nesta figura, uma gota de água, depositada sobre uma superfície sólida, encontra-se no interior de diversos tipos de líquido. A figura mostra que o ângulo de contato que a água faz com a superfície sólida muda para cada tipo de líquido e para cada tipo de superfície.

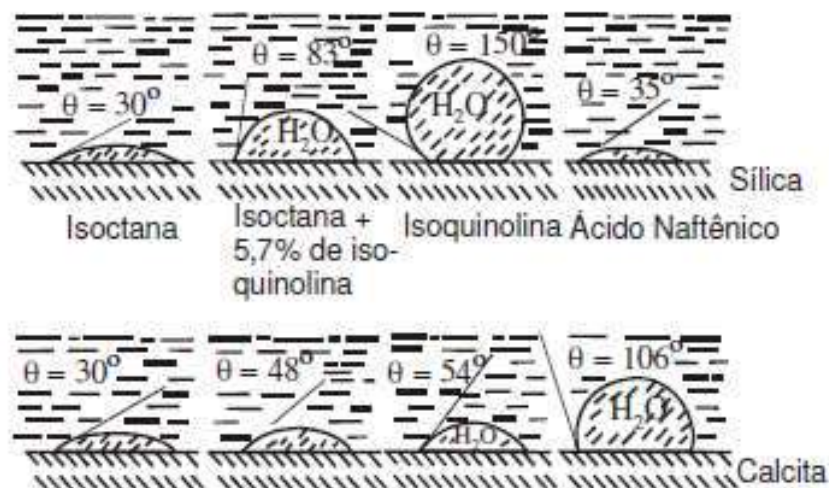


Figura 3 - Molhabilidade (Benner e Bartell, 1941).

Muitas vezes a molhabilidade é tratada como uma característica binária, isto é, o reservatório seria molhável à água ou ao óleo. Essa abordagem, extremamente simplificada, despreza a complexidade dos fenômenos físicos envolvidos. A característica binária descreve apenas os casos extremos e, entre eles, há uma infinidade de graus de preferência do sólido por determinado fluido. Se o sólido não for molhável preferencialmente por nenhum dos fluidos presentes ou molhável aos dois de forma semelhante, o sistema é definido como de molhabilidade neutra ou intermediária.

A molhabilidade de uma rocha apresenta grande impacto no comportamento da injeção de água e nas curvas de permeabilidade relativa desta rocha. A molhabilidade afeta a permeabilidade relativa, pois é um fator de grande importância no controle da localização, fluxo e distribuição dos fluidos num meio poroso. Por exemplo, em sistemas



que apresentam molhabilidade ao óleo, a curva de permeabilidade relativa à água aumenta e a de permeabilidade relativa ao óleo diminui à medida que o sistema se torna mais molhável ao óleo. Em sistemas que apresentam molhabilidade mista, os poros maiores com continuidade e molhabilidade ao óleo alteram a curva de permeabilidade relativa e permitem que o sistema atinja saturações de óleo residual mais baixas durante uma injeção de água (Anderson, 1987).

### 2.3. PERMEABILIDADE

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material.

A equação de maior utilização prática para o estudo do fluxo de fluidos em meios porosos foi formulada por Darcy (1856), ao estudar problemas de tratamento de água através de filtros de areia. Essa equação, quando adaptada para exprimir o fluxo de fluidos viscosos, pode ser assim expressa: “A vazão através de um meio poroso é proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade”. Em 1856, Darcy investigou o fluxo de água através de filtros de areia. O seu aparelho experimental é mostrado esquematicamente na Figura 4.

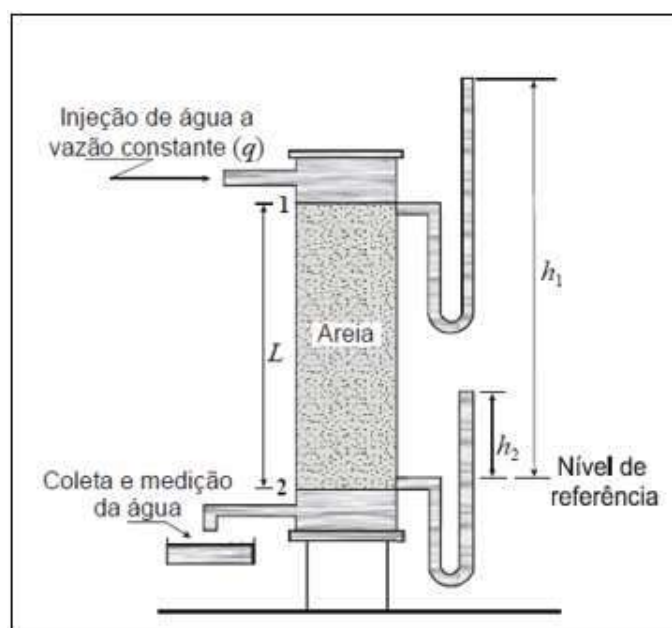


Figura 4 - Esquemático do aparato utilizado no experimento de Darcy (Rosa, A. J.et al., 2006).

Darcy observou que os resultados da experiência seguiam a equação:

$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \quad (5)$$

Sendo  $q$  representa a vazão de água através do cilindro de areia cuja seção transversal é igual a  $A$ ;  $L$  é a altura do meio poroso;  $h_1$  e  $h_2$  são as alturas da água em manômetros colocados nas faces de entrada e de saída do filtro e representam o potencial hidráulico nesses dois pontos; e  $K$  é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso e do fluido.

Mais tarde, outros investigadores, realizando experiências com outros fluidos descobriram que a constante  $K$  podia ser escrita como  $\gamma k / \mu$ , onde  $\mu$  e  $\gamma$  são a viscosidade e o peso específico do fluido, respectivamente, e  $k$  é uma propriedade da rocha somente, denominada permeabilidade absoluta. Para fluxo horizontal, linear e fluido incompressível, por exemplo, a equação da vazão pode ser escrita como:

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu L} \quad (6)$$

Sendo  $\Delta p$  o diferencial de pressão.

A permeabilidade tem a dimensão de área. A equação de Darcy foi estabelecida sob certas condições:

- Fluxo isotérmico, laminar e permanente;
- Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão; e
- Meio poroso homogêneo, que não reage com o fluido.

O conceito de permeabilidade absoluta de uma rocha foi introduzido a partir das experiências realizadas por Darcy (1856). Nas suas experiências, somente um fluido saturava o meio poroso. Para se estudar o comportamento do sistema quando dois ou mais fluidos estão presentes (caso dos reservatórios de petróleo), no entanto, é necessária a introdução dos conceitos de permeabilidade efetiva e de permeabilidade relativa.

No caso em que dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de um desses fluidos chama-se permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado. As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos do meio poroso. O quociente entre a permeabilidade efetiva e uma permeabilidade de referência, geralmente a permeabilidade absoluta  $k$  do meio, é denominado permeabilidade relativa ao fluido.

A lei de Darcy também pode ser usada quando se estuda o fluxo de duas ou mais fases, sendo válidas as seguintes expressões para um sistema linear e horizontal, sujeito a um regime de fluxo permanente incompressível:

$$q_w = \frac{k_w A \Delta p_w}{\mu_w L} \quad (7)$$

$$q_o = \frac{k_o A \Delta p_o}{\mu_o L} \quad (8)$$

$$q_g = \frac{k_g A \Delta p_g}{\mu_g L} \quad (9)$$

Sendo,  $q_w$ ,  $q_o$  e  $q_g$  são, respectivamente, as vazões de água, óleo e gás;  $k_w$ ,  $k_o$  e  $k_g$  são, respectivamente, as permeabilidades efetivas à água, óleo e gás;  $\mu_w$ ,  $\mu_o$  e  $\mu_g$  são, respectivamente, as viscosidades da água, óleo e gás; e  $\Delta p_w$ ,  $\Delta p_o$  e  $\Delta p_g$  são, respectivamente, os diferenciais de pressão nas fases água, óleo e gás.

A Figura 5 apresenta a representação gráfica usual das curvas de permeabilidade relativa bifásicas: são duas curvas plotadas em gráfico de permeabilidade relativa como função da saturação de um dos fluidos envolvidos. Muitas vezes, para não causar poluição visual, não são apresentadas legendas informando a que fluido pertence a curva crescente e a que fluido pertence a curva decrescente. Esta informação não é necessária pois pode ser deduzida da física do processo: a permeabilidade é sempre crescente com o aumento de saturação do fluido correspondente e decrescente com a diminuição da saturação deste. Esta característica permite a identificação das curvas de permeabilidade relativa de forma inequívoca (Compan, 2015).

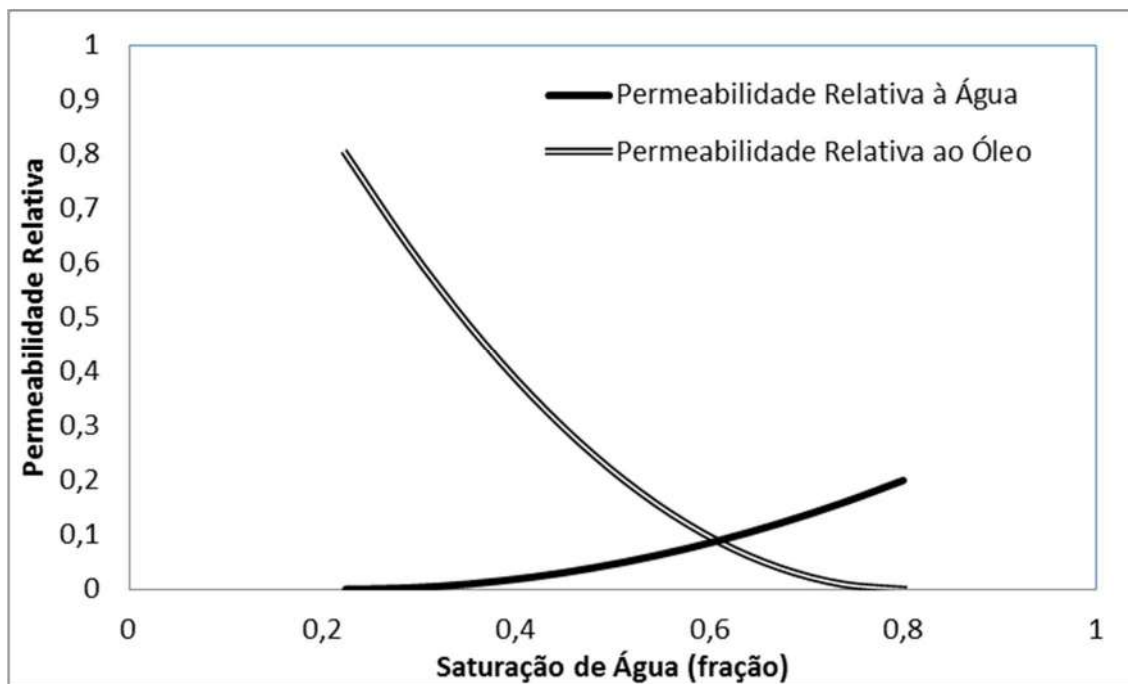


Figura 5 - Exemplo sintético de Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo (Compan, 2015).

A Figura 6 ilustra o efeito da molhabilidade sobre as curvas de permeabilidade relativa.

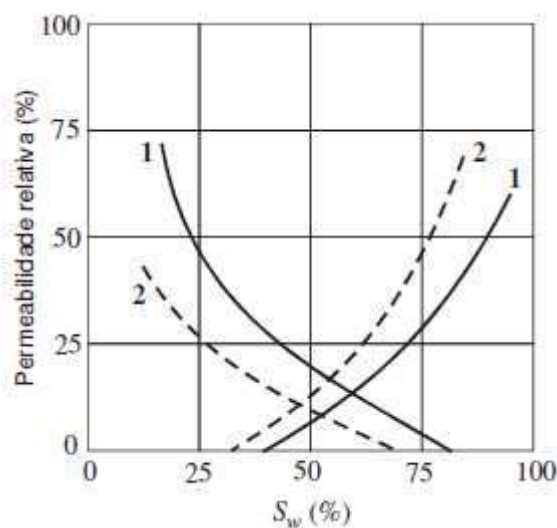


Figura 6 - Efeito da molhabilidade sobre as curvas de permeabilidade relativa – Curva 1: água molha preferencialmente; Curva 2 – óleo molha preferencialmente (Rosa, A. J. *et al.*, 2006).

Conforme pode ser observado na Figura 6, a curva de permeabilidade relativa à água é mais baixa quando ela é o fluido que molha preferencialmente a rocha. Isso se deve ao fato de que, neste caso, a água tende a ocupar os espaços porosos localizados junto às paredes dos poros, bem como os poros de menos diâmetro, enquanto o óleo flui

pelo centro dos capilares. Por outro lado, com o óleo ocorre uma situação oposta, ou seja, quando a água molha preferencialmente a rocha, o óleo possuía maior facilidade para fluir do que quando a rocha é molhada por ele (Rosa, A. J. *et al.*, 2006).

## **2.4. MÉTODOS DE OBTENÇÃO DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA AVALIADOS**

### **2.4.1. REGIME TRANSIENTE**

O método transiente consiste em deslocar um fluido do interior do meio poroso injetando outro fluido a vazão constante ou pressão constante. Os efluentes produzidos ao longo deste deslocamento, juntamente com o diferencial de pressão obtido entre a entrada da amostra e a saída, constituem-se nos dados que são utilizados no cálculo das curvas de permeabilidade relativa. A abordagem de cálculo utilizada nos ensaios em regime transiente foi inicialmente proposta por Welge (1952) e recebeu melhorias como a de Johnson *et al.* (1959) e Jones e Roszelle (1978).

A Figura 7 mostra, resumidamente, o passo a passo de um ensaio de permeabilidade relativa água-óleo realizado em regime transiente.

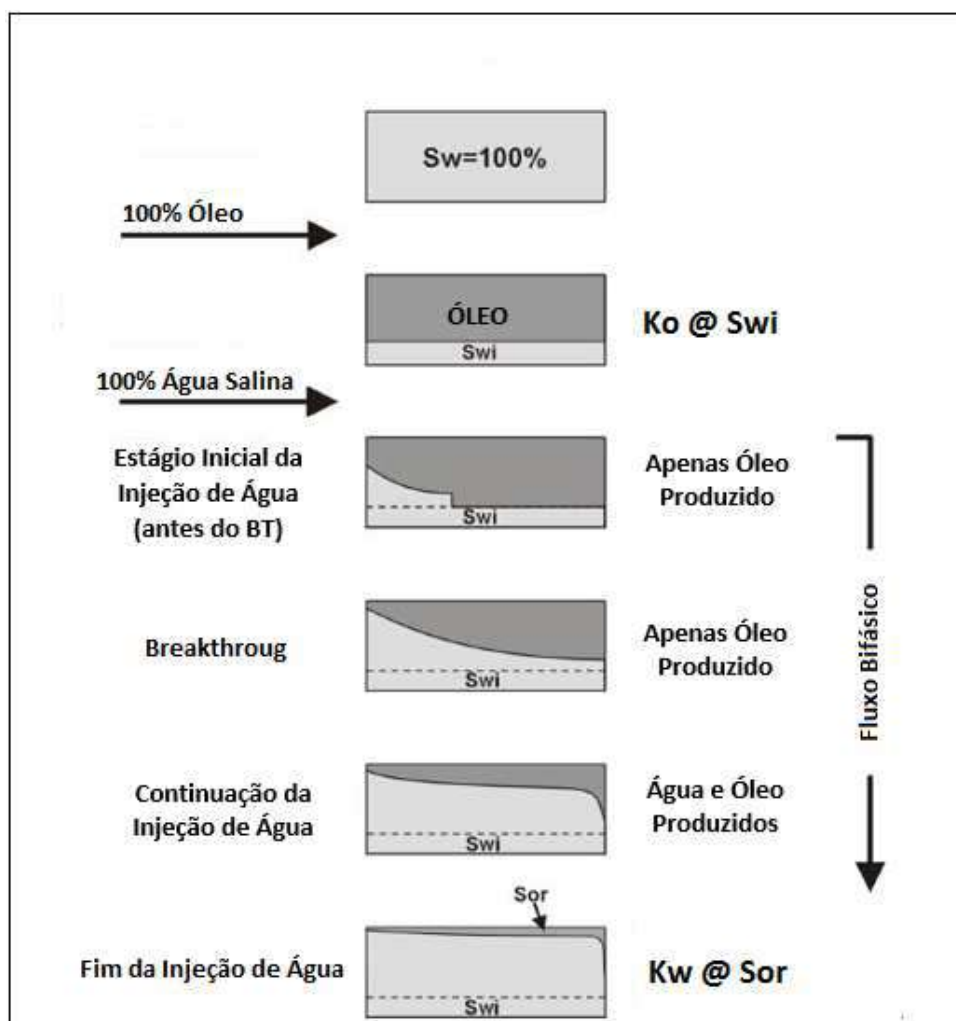


Figura 7 - Passo a passo de um ensaio de permeabilidade relativa em regime transiente. (Adaptado de <[http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG\\_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF](http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF)>. Acesso em: 04/08/2017)

A grande vantagem deste método é a sua rapidez. A duração deste ensaio é praticamente o tempo de um deslocamento por injeção de um fluido que desloca outro, até que se atinja a saturação residual do fluido deslocado. Por outro lado, os cálculos de permeabilidades efetivas são obtidos através de uma modelagem matemática deste escoamento que sofreu simplificações de forma a possibilitar a obtenção de uma solução analítica, como Johnson *et al.* (1959) ou Jones e Roszelle (1978). Estas simplificações supõem que tanto o meio poroso quanto a distribuição de fluidos em cada seção deste meio poroso sejam homogêneos. Ambas as condições são dificilmente encontradas no dia-a-dia. A primeira depende da natureza da rocha, restringindo a utilização desta abordagem analítica a rochas somente homogêneas. A segunda depende da estabilidade do deslocamento de um fluido por outro. Ou seja, da razão de mobilidade e em última instância, da razão de viscosidade dos fluidos. O deslocamento de um óleo por injeção

de água, cuja viscosidade seja maior que da água pode proporcionar uma distribuição irregular destes fluidos nas seções transversais do meio poroso.

Uma outra característica desta abordagem é a limitação de informações para apenas saturações maiores que a saturação de água de *breakthrough* - BT. Isto restringe significativamente o intervalo para o qual são determinadas as permeabilidades nos casos em que a viscosidade do óleo deslocado se aproxima da viscosidade de água de injeção.

Existe também a abordagem por ajuste de histórico que utiliza simulações numéricas para encontrar um par de curvas que reproduzam os dados experimentais obtidos. Utiliza-se de curvas parametrizadas, como o modelo de Corey (1954), Chierici (1984) ou outros (ver Anexo III), de forma a diminuir o número de variáveis incógnitas do problema. Porém estes modelos proporcionam, em geral, curvas de permeabilidades relativas com formatos previamente estabelecidos por suas respectivas naturezas e ainda não asseguram a unicidade da solução encontrada mesmo nos casos em que se tenha proporcionado um ótimo ajuste aos dados experimentais.

A Figura 8 apresenta um esquema simplificado do aparato utilizado no ensaio de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente.

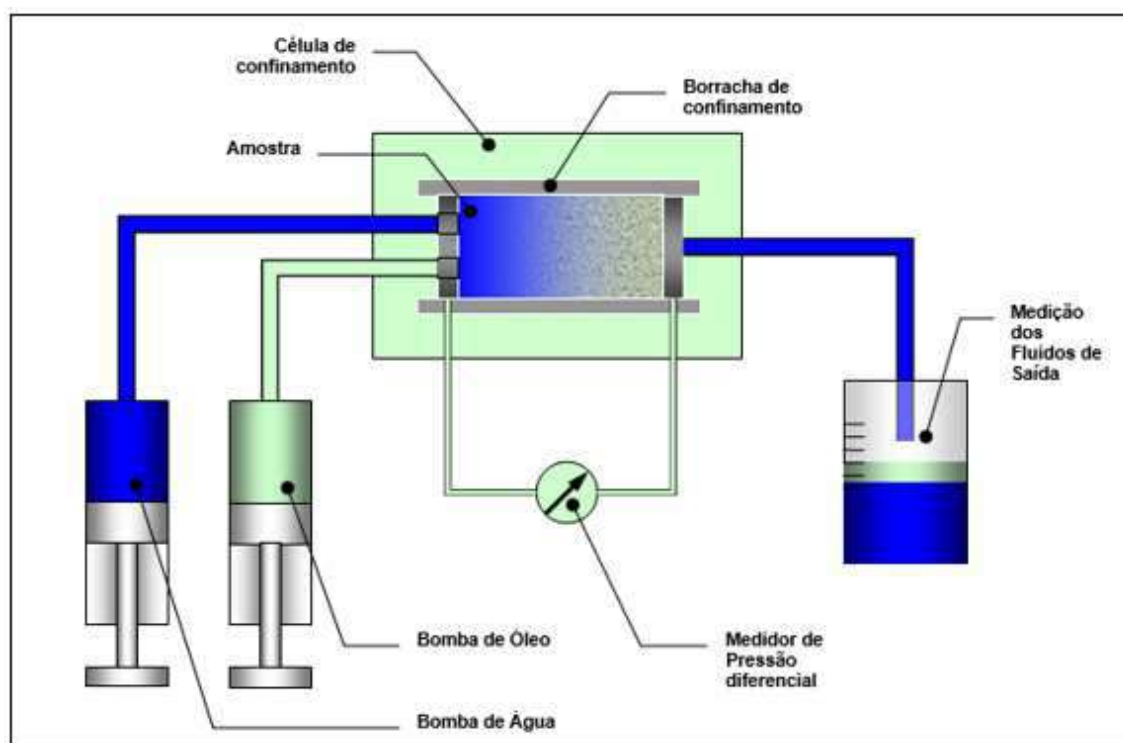


Figura 8 - Esquema simplificado do aparato experimental no ensaio em regime transiente. (Fonte: Petrobras)

#### 2.4.1.1. TEORIA DO DESLOCAMENTO IMISCÍVEL NO MEIO POROSO EM UMA DIMENSÃO

Para obtenção da permeabilidade, medida em regime transiente, por solução analítica, Buckley & Leverett (1942) apresentaram um desenvolvimento matemático para o deslocamento de fluidos não imiscíveis no qual se encontra a chamada equação da taxa de avanço frontal, que juntamente com a equação do fluxo fracionário apresentada por Leverett (1941), compõem o que se costuma chamar de modelo de Buckley-Leverett para o deslocamento de fluidos imiscíveis.

Na dedução das equações a serem apresentadas, foram feitas as seguintes considerações: o fluxo acontece em um meio poroso linear, homogêneo e isotrópico, os fluidos são considerados incompressíveis e não ocorre mudança de fases.

##### 2.4.1.1.1. EQUAÇÃO DO FLUXO FRACIONÁRIO

Suponha o fluxo de dois fluidos imiscíveis, água e óleo por exemplo, através de um elemento de meio poroso homogêneo em forma de paralelepípedo, com seção transversal  $A$  e um ângulo de inclinação em relação à horizontal igual a  $\alpha$ , conforme mostra a Figura 9.

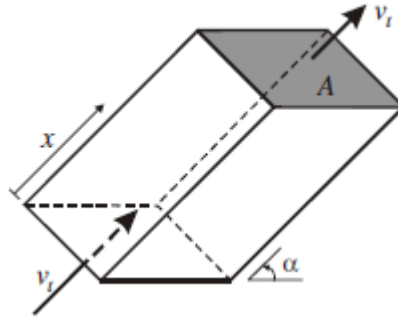


Figura 9 - Fluxo linear inclinado de dois fluidos imiscíveis (Rosa, A. J.et al., 2011)

Como os fluidos são considerados incompressíveis, tanto a vazão total  $q_t$  como a taxa de fluxo  $v_t$  são constantes. A velocidade de cada um dos fluidos pode ser descrita pela lei de Darcy como:

$$v_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} + g\rho_o \text{sen}\alpha \right) \quad (10)$$

$$v_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} + g\rho_w \text{sen}\alpha \right) \quad (11)$$



Os termos  $v_o$  e  $v_w$  são, respectivamente, a taxa de fluxo do óleo e da água por unidade de área aberta ao fluxo, ou seja, por unidade de área de seção reta normal à direção do fluxo. Em outras palavras,  $v_o$  e  $v_w$  são iguais aos quocientes das vazões de óleo  $q_o$  e  $q_w$ , pela área aberta ao fluxo  $A$ , respectivamente. Os termos  $\frac{\partial p_o}{\partial x}$  e  $\frac{\partial p_w}{\partial x}$  são os gradientes de pressão na direção do fluxo nas fases óleo e água, respectivamente, e  $\rho_o$  e  $\rho_w$  são as massas específicas do óleo e da água.

As equações 10 e 11 podem ser rearrumadas do seguinte modo:

$$\frac{v_o \mu_o}{k_o} = - \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} + g \rho_o \sin \alpha \right) \quad (12)$$

$$\frac{v_w \mu_w}{k_w} = - \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} + g \rho_w \sin \alpha \right) \quad (13)$$

Subtraindo a equação 12 da 13, obtém-se:

$$\frac{v_o \mu_o}{k_o} - \frac{v_w \mu_w}{k_w} = - \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \right) - (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha \quad (14)$$

A diferença entre as pressões na fase óleo,  $p_o$ , e na fase água,  $p_w$ , é a pressão capilar,  $p_c$ . Dessa maneira, a diferença entre os gradientes de pressão que aparece na equação 14 pode ser substituída pelo gradiente de pressão capilar,  $\frac{\partial p_c}{\partial x}$ :

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (15)$$

Do mesmo modo, a diferença entre a massa específica da água e a massa específica do óleo pode ser substituída por  $\Delta \rho$ :

$$\Delta \rho = \rho_o - \rho_w \quad (16)$$

Assim, substituindo as equações 15 e 16 na equação 14, obtém-se:

$$\frac{v_o \mu_o}{k_o} - \frac{v_w \mu_w}{k_w} = - \frac{\partial p_c}{\partial x} + \Delta \rho g \sin \alpha \quad (17)$$

Ou,

$$v_o - v_w \frac{\mu_w k_o}{k_w \mu_o} = -\frac{k_o}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \alpha \right) \quad (18)$$

A taxa de fluxo  $v_t$  é igual a soma da taxa de fluxo do óleo,  $v_o$ , e da água,  $v_w$ :

$$v_t = v_o + v_w \quad (19)$$

Dividindo-se a equação 19 pela taxa de fluxo  $v_t$ , obtém-se:

$$\frac{v_o}{v_t} - \frac{v_w}{v_t} \frac{\mu_w k_o}{k_w \mu_o} = -\frac{k_o}{\mu_o v_t} \left( \frac{\partial p_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \alpha \right) \quad (20)$$

Define-se o fluxo fracionário de um fluido como o quociente entre a taxa de fluxo desse fluido e a taxa total de fluxo. Assim, o fluxo fracionário de água, normalmente representado pelo símbolo  $f_w$  é a relação entre a taxa de fluxo de água,  $v_w$ , e a taxa de fluxo total,  $v_t$ . Do mesmo modo, o fluxo fracionário de óleo,  $f_o$ , é a taxa de fluxo de óleo,  $v_o$ , e a taxa total. Têm-se, então, as seguintes correlações:

$$f_w = \frac{v_w}{v_t} \quad (21)$$

$$f_o = \frac{v_o}{v_t} \quad (22)$$

E,

$$f_w + f_o = 1 \Rightarrow f_o = 1 - f_w \quad (23)$$

Substituindo as equações 21, 22 e 23 na equação 20 e explicitando  $f_w$ , obtém-se a seguinte equação para o fluxo fracionário de água:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{\mu_o v_t} \left( \frac{\partial p_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad (24)$$

Para o caso em que o fluxo é horizontal e, por consequência, o termo  $\sin \alpha$  é igual a zero, ou quando os efeitos gravitacionais são desprezíveis, a equação 24 assume a seguinte forma:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{\mu_o v_t} \frac{\partial p_c}{\partial x}}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad (25)$$

O termo referente à pressão capilar não é conhecido, nem facilmente calculável, o que acrescenta uma dificuldade extra à dedução das equações. Supondo então que o gradiente de pressão capilar (não a necessariamente pressão capilar) possa ser desprezado, a equação do fluxo fracionário de água se reduz a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad (26)$$

Na forma da equação 26, o fluxo fracionário é função apenas das viscosidades dos fluidos e das permeabilidades efetivas ou relativas. A partir das curvas de permeabilidade relativas de um meio poroso, da viscosidade do óleo e da água, pode-se construir uma curva de fluxo fracionário de água versus saturação de água para o deslocamento.

A Figura 10 apresenta uma curva típica do comportamento do fluxo fracionário de água com a saturação de água.



Figura 10 - Curva do fluxo fracionário de água (Rosa, A. J. et al., 2006).

#### 2.4.1.1.2. EQUAÇÃO DA TAXA DE AVANÇO FRONTAL

Considerando um elemento de um meio poroso homogêneo, linear, horizontal, no qual se deslocam dois fluidos homogêneos, imiscíveis e incompressíveis, água e óleo.

Tomando-se um elemento de volume representativo do sistema, de comprimento  $\Delta x$  e seção reta  $A$ , conforme mostrado na Figura 11.

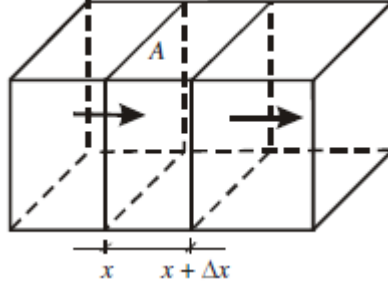


Figura 11 - Elemento de meio poroso (Rosa, A. J. et al., 2006).

Aplicando-se o princípio da conservação de massa, têm-se:

$$\Delta m_w = [v_w \rho_w A_x - (v_w \rho_w A)_{x+\Delta x}] \Delta t \quad (27)$$

A variação de massa de água no interior do meio poroso também pode ser obtida calculando-se a diferença entre a massa existente no início do intervalo de tempo, ou seja, no instante  $t$ , e a massa presente no final do intervalo de tempo, ou seja, no instante  $t + \Delta t$ :

$$\Delta m_w = (A \Delta t \phi S_w \rho_w)_{t+\Delta t} - (A \Delta t \phi S_w \rho_w)_t \quad (28)$$

Igualando as equações 27 e 28 e lembrando que, de acordo com considerações anteriores  $A$ ,  $\phi$  e  $\rho$  são constantes, obtém-se:

$$[(v_w)_x - (v_w)_{x+\Delta x}] \Delta t = \phi \Delta x [(S_w)_{t+\Delta t} - (S_w)_t] \quad (29)$$

Dividindo-se a equação 29 pelo produto  $\Delta x \Delta t$ , obtém-se:

$$\frac{(v_w)_x - (v_w)_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \phi \frac{(S_w)_{t+\Delta t} - (S_w)_t}{\Delta t} \quad (30)$$

Utilizando a definição de derivada, a equação 30 pode ser escrita como:

$$-\frac{\partial v_w}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (31)$$

O mesmo desenvolvimento pode ser feito para o óleo, obtendo-se para este fluido uma equação semelhante:

$$-\frac{\partial v_o}{\partial x} = \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} \quad (32)$$

Somando as equações 31 e 32, obtém-se:

$$-\frac{\partial}{\partial x}(v_w + v_o) = \phi \frac{\partial}{\partial t}(S_w + S_o) \quad (33)$$

A velocidade aparente de cada um dos fluidos, considerando-se um sistema horizontal, pode ser escrita, utilizando-se a equação de Darcy, como:

$$v_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} = -\lambda_w \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (34)$$

$$v_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} = -\lambda_o \frac{\partial p_o}{\partial x} \quad (35)$$

Onde os termos  $\lambda_o$  e  $\lambda_w$  são chamados, respectivamente, de mobilidade do óleo e da água.

Se os efeitos capilares são desprezados, a diferença de pressão entre a fase óleo e a fase água é igual a zero e, por consequência, a pressão na fase óleo é igual a pressão na fase água, ou seja:

$$p_o = p_w = p \quad (36)$$

Substituindo a equação 36 na equação 34, obtém-se:

$$-\frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_w \frac{\partial p}{\partial x}\right) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (37)$$

A velocidade aparente total dos fluidos, ou seja, o quociente da vazão  $q_t$ , pela área  $A$ , é igual a soma das velocidades aparentes da água e do óleo:

$$v_t = v_w + v_o = -(\lambda_w + \lambda_o) \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda_t \frac{\partial p}{\partial x} \rightarrow \frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{v_t}{\lambda_t} \quad (38)$$

Onde  $\lambda_t$  é a mobilidade total do sistema.

Substituindo-se a equação 38 na 37, obtém-se:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( -\lambda_w \frac{v_t}{\lambda_t} \right) = \emptyset \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (39)$$

Como os fluidos são incompressíveis, o termo velocidade total pode ser retirado da derivada, resultando na expressão:

$$-v_t \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\lambda_w}{\lambda_t} \right) = \emptyset \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (40)$$

Como já foi dito anteriormente, a relação entre a vazão de água e a vazão total de fluidos é chamada de fluxo fracionário de água. Verifica-se que essa relação é igual ao quociente entre a velocidade aparente da água e a velocidade aparente total dos fluidos, que por sua vez é igual ao quociente entre as mobilidades de água e total. Assim:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{v_w}{v_t} = \frac{\lambda_w}{\lambda_t} \quad (41)$$

Com isso, a equação 40 se transforma em:

$$-v_t \frac{\partial}{\partial x} (f_w) = \emptyset \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (42)$$

De onde se obtém:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = - \frac{q_t}{A\emptyset} \frac{\partial f_w}{\partial x} \quad (43)$$

Utilizando as equações 26 e 43, se atribuindo parametrizações para as curvas de permeabilidade relativa, tais quais as apresentadas no Anexo I e utilizando o Método de Diferenças Finitas, é possível obter uma solução numérica através de ajuste de histórico de dados de produção e de diferencial de pressão de um ensaio de permeabilidade relativa em regime transiente.

#### 2.4.2. REGIME PERMANENTE

O método permanente consiste em injetar simultaneamente os fluidos avaliados na amostra de rocha em proporções crescentes do fluido deslocante, mantendo-se

constante a soma das vazões destes fluidos. Para cada proporção utilizada, aguarda-se que o estado estacionário deste escoamento seja atingido, caracterizado pela estabilização do diferencial de pressão e de produção de fluidos. Nesta situação, aplica-se a lei de Darcy para cada uma das fases, obtendo-se as respectivas permeabilidades efetivas.

Operacionalmente, quando comparado ao regime transiente, o ensaio em regime permanente apresenta uma diferença significativa em relação a determinação dos volumes produzidos pela amostra, para determinação da saturação presente na mesma. Neste ensaio a avaliação deste volume pode acontecer principalmente de duas formas: 1) utilizando um ciclo fechado, onde os fluidos produzidos são separados e reinjetados, e a diferença no nível do separador indica, com algumas correções, a diferença de volume dos fluidos dentro da amostra, ou 2) utilizando medições de saturação diretamente na amostra, com uso de técnicas de raios-x ou outra radiação.

A Figura 12 mostra, resumidamente, o passo a passo de um ensaio de permeabilidade relativa água-óleo realizado em regime permanente.

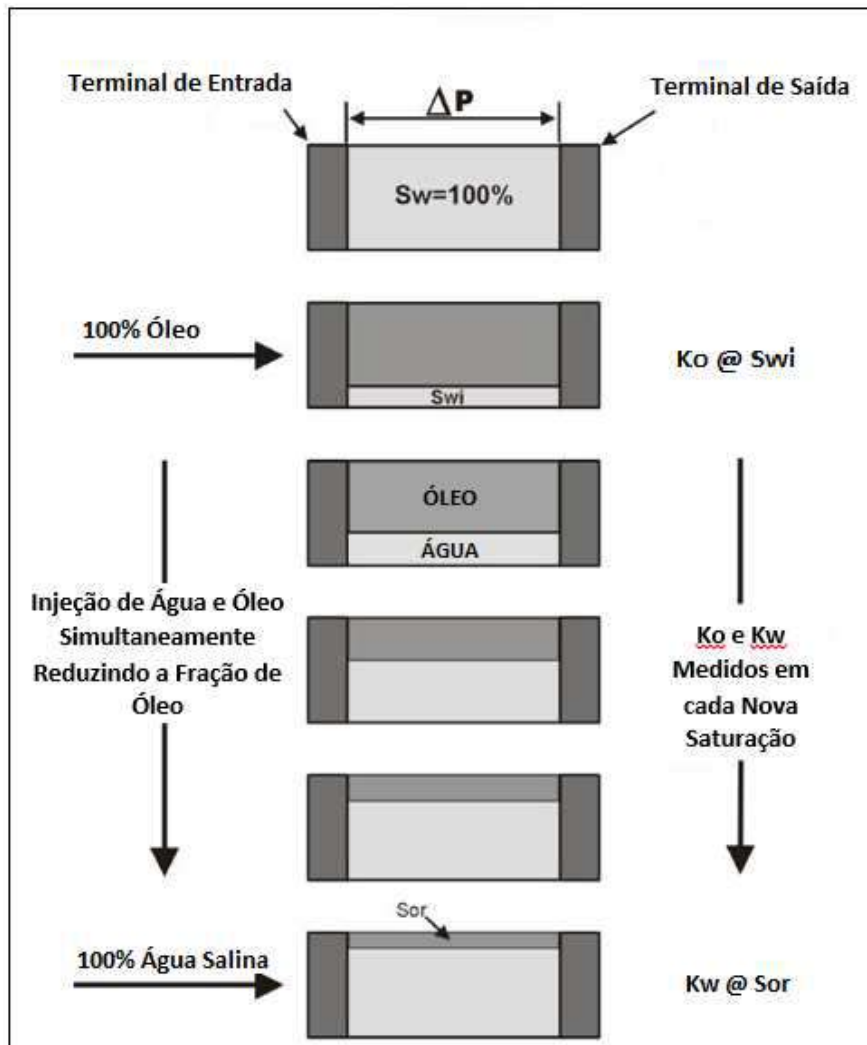


Figura 12 - Passo a passo de um ensaio de permeabilidade relativa em regime permanente. (Adaptado de <[http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG\\_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF](http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF)>. Acesso em: 04/08/2017)

A grande vantagem deste método reside na possibilidade de obter pontos da curva de permeabilidade relativa em qualquer saturação entre o  $S_{wi}$  e o  $S_{or}$ , em contraposição ao método transiente em que não é possível obter, a não ser uma estimativa, da curva entre o  $S_{wi}$  e a saturação da frente de avanço.

Outra vantagem é a simplicidade do cálculo das permeabilidades efetivas ao óleo e à água por aplicação direta da Lei de Darcy para cada fluido. Para a aplicação deste procedimento de cálculo é necessário o estabelecimento de um escoamento em regime permanente. No entanto, este processo geralmente é demorado, sendo necessário ainda que seja repetido para cada proporção de fluidos utilizada, ocasionando uma duração média de aproximadamente 3 meses para a obtenção de uma curva de cinco pontos, sem contar as fases de montagem, envelhecimento, desmontagem e interpretação do teste.



A Figura 13 apresenta um esquema simplificado do aparato utilizado no ensaio de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente.

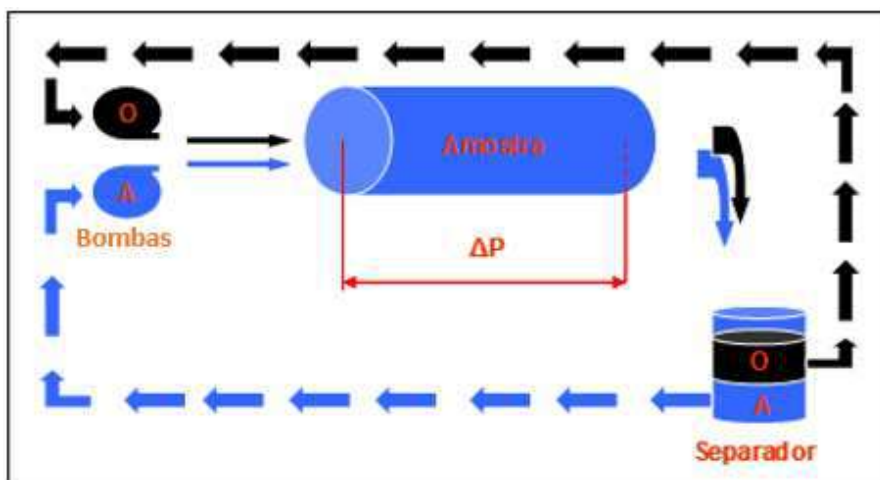


Figura 13 - Esquema simplificado do aparato experimental no ensaio em regime permanente. (Fonte: Petrobras)

## 2.5. COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS TRANSIENTE E PERMANENTE

Alguns trabalhos de comparação entre o método em regime transiente e o método em regime permanente para obtenção de curvas de permeabilidade relativa já foram reportados na literatura. No entanto, ainda não se chegou a uma conclusão sobre as diferenças apresentadas pelas curvas geradas por cada método e as maneiras com que cada tipo de curva deve ser aplicado no modelo de fluxo do reservatório.

### 2.5.1. MALONEY E DOGGET (1995)

Maloney e Dogget (1995) realizaram um experimento sem molhabilidade restaurada em um plugue de afloramento de arenito. As propriedades da amostra e dos fluidos utilizados se encontram na Tabela 1.

TABELA 1 - Propriedades da Amostra e dos Fluidos

$k_{abs}$ (mD)	$L$ (cm)	$D$ (cm)	$V_p$ (cm <sup>3</sup> )	$\mu_w$ (cP)	$\mu_o$ (cP)
259	9,46	3,83	21,3	0,98	40

Maloney e Dogget (1995) conduziram o experimento da seguinte forma: num primeiro passo, a amostra foi 100% saturada com água salina. Em seguida, um fluxo de óleo foi realizado na amostra até se atingir a condição de saturação de água irreduzível.

Nesta condição, uma medida de permeabilidade efetiva ao óleo foi realizada. Logo após, a injeção de água foi iniciada, cessando a injeção de óleo, se utilizando o método de ensaio em regime transiente. A produção de fluidos, o diferencial de pressão e perfis de saturação foram registrados durante todo o ensaio. Finalizado o ensaio em regime transiente, foi novamente realizado um fluxo de óleo pela amostra até a condição de saturação de água irreduzível. Nesta condição, o ensaio foi iniciado em regime permanente, com injeção simultânea de óleo e água na amostra em diferentes proporções, mantendo a vazão total constante.

Maloney e Dogget (1995) calcularam, para o regime transiente, as curvas de permeabilidade relativa empregando 2 métodos: Jones e Roszelle (1978) e Welge (1952). Os resultados para o regime transiente e permanente são apresentados na Figura 14.

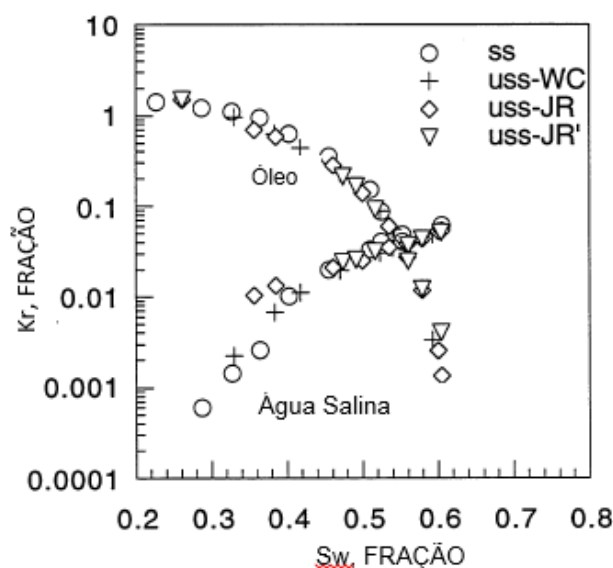


Figura 14 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente. (Adaptado de Maloney e Dogget, 1995)

Maloney e Dogget (1995) utilizaram dois métodos Jones e Roszelle (1978), onde foram utilizadas duas técnicas diferentes para ajustar os dados experimentais: mínimos quadrados (uss-JR) e Rajan log fit (uss-JR').

Para o caso desta amostra, nota-se que as curvas obtidas tanto em regime transiente quanto em regime permanente se aproximam bastante.

### 2.5.2. ELERI, GRAUE E SKAUGE (1995)

Eleri *et al.* (1995) realizaram ensaios de permeabilidade relativa em regime transiente e permanente com molhabilidade restaurada em um plugue homogêneo. As propriedades da amostra e dos fluidos utilizados se encontram na Tabela 2.

TABELA 2 - Propriedades da Amostra e dos Fluidos

$k_{abs}$ (mD)	$L$ (cm)	$D$ (cm)	$V_p$ (cm <sup>3</sup> )	$\mu_w$ (cP)	$\mu_o$ (cP)
11,2	8,82	3,73	23,22	1,02	4,64

Eleri *et al.* (1995) realizaram os ensaios nos dois sentidos, primeiro com a injeção de água na amostra que se encontrava na saturação de água irreduzível, e também com a injeção de óleo na amostra se encontrando na saturação de óleo residual. Os resultados obtidos são apresentados nas Figura 15 e Figura 16.

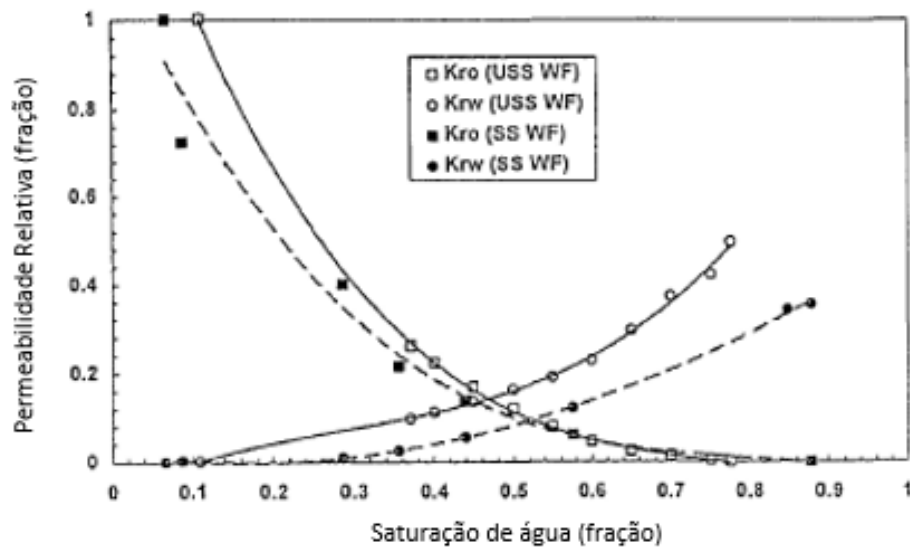


Figura 15 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente, com injeção de água. (Adaptado de Eleri *et al.*, 1995)

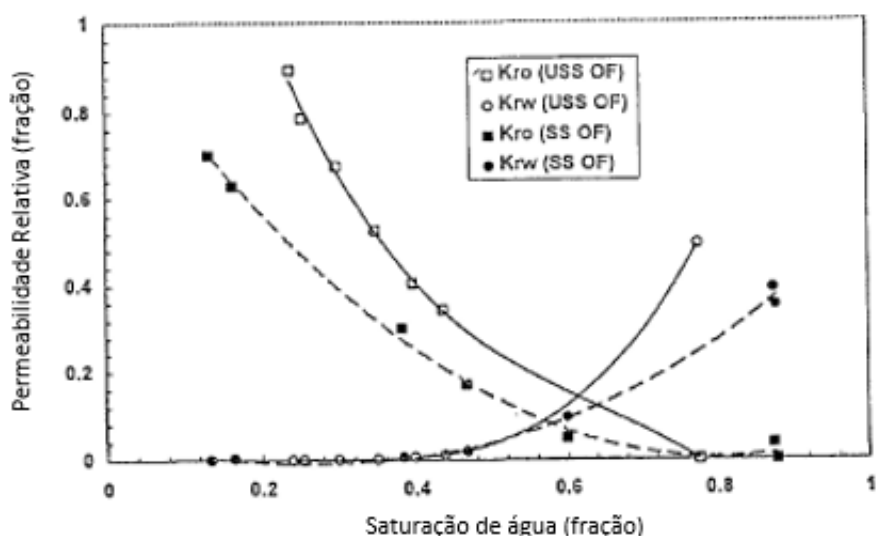


Figura 16 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente, com injeção de óleo. (Adaptado de Eleri *et al.*, 1995)

Fazendo a análise das figuras, Eleri *et al.* (1995) afirmam que é evidente a ocorrência do efeito de histerese para os dois métodos, tanto em regime transiente como em regime permanente. No entanto, é possível perceber que este efeito é mais pronunciado no método em regime transiente.

Segundo Eleri *et al.* (1995), o ensaio em regime transiente se apresentou mais molhável ao óleo, visto que o cruzamento das curvas de permeabilidade relativa aconteceu para uma saturação mais baixa do que no ensaio em regime permanente. Além disso, as permeabilidades relativas à água estão mais altas para o método em regime transiente para a mesma saturação de água.

Eleri *et al.* (1995) afirmam que a saturação de óleo residual obtida pelo método em regime permanente está anormalmente baixa. A diferença na saturação de óleo residual obtida para cada um dos dois métodos pode ser explicada por uma mudança de molhabilidade dentro da amostra durante o ensaio em regime permanente, decorrente do maior tempo de contato com o óleo refinado, ou pela formação de um canal preferencial no ensaio em regime transiente.

### 2.5.3. MAINI E COSKUNER (1990)

Maini e Coskuner (1990) realizaram experimentos sem restauração de molhabilidade em amostras de arenito de Ottawa. O objetivo do trabalho foi comparar as curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo regime permanente e pelo regime transiente para um sistema contendo água salina e um óleo com viscosidade muito

elevada. Os ensaios foram realizados em duas condições de temperatura: 23°C e 100°C. As propriedades da amostra e dos fluidos utilizados se encontram na Tabela 3.

TABELA 3 - Propriedades da Amostra e dos Fluidos

$k_{abs}$ (mD)	$L$ (cm)	$D$ (cm)	$V_p$ (cm <sup>3</sup> )	$\mu_o$ (cP) @ 23°C	$\mu_o$ (cP) @ 100°C
3600	46,7	5,64	409	405	12,0

Os ensaios em regime transiente foram realizados em 5 vazões distintas, de modo a verificar a influência da vazão nas curvas de permeabilidade relativa.

Os resultados são apresentados nas Figura 17 e Figura 18.

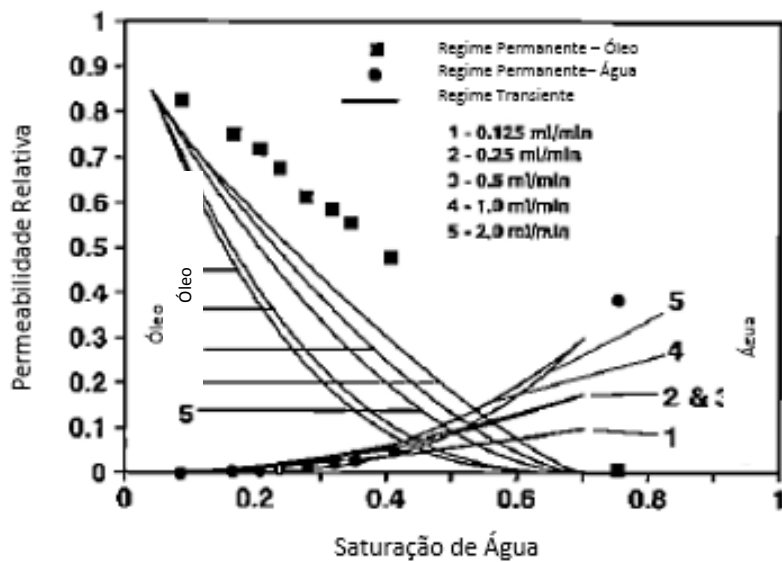


Figura 17 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente. Temperatura de 23°C. (Adaptado de Maini e Coskuner, 1990)

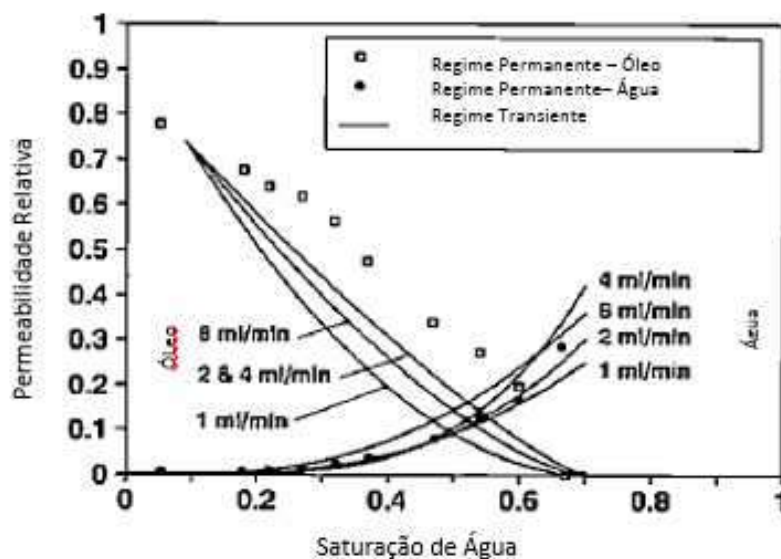


Figura 18 - Resultados de permeabilidade relativa empregando-se o método em regime transiente e permanente. Temperatura de 100°C. (Adaptado de Maini e Coskuner, 1990).

Fazendo a análise das figuras, Maini e Coskuner (1990) afirmam que a vazão utilizada nos ensaios em regime transiente apresenta um grande impacto nas curvas de permeabilidade relativa. Uma possível explicação para isto é a formação de canais preferencias no interior da amostra devido à alta viscosidade do óleo.

Nota-se também, segundo Maini e Coskuner (1990), que há uma grande diferença entre as curvas obtidas pelo método em regime transiente e pelo método em regime permanente. Para este caso, acredita-se que a curva obtida pelo ensaio realizado em regime permanente seja a mais confiável, pois o ensaio nesta condição não apresenta a possibilidade de formação de canais preferencias como ocorre no ensaio em regime transiente devido à alta viscosidade do óleo.

Por outro lado, Maini e Coskuner (1990) afirmam que se deve ter cuidado com a confiabilidade das curvas obtidas pelo método em regime permanente na hora de fazer um ajuste de histórico no modelo de fluxo do reservatório, visto que a formação de canais preferenciais também pode ocorrer no interior do reservatório e, sendo assim, estas curvas não estariam representando fielmente o fluxo no interior do reservatório.

#### 2.5.4. CROTTI (2004)

Crotti (2004) apresenta um estudo comparativo entre os dois métodos através de um modelo bem simples composto por uma camada horizontal de maior permeabilidade superposta a uma de mesma espessura, porém de menor permeabilidade. O modelo está mostrado na Figura 19:

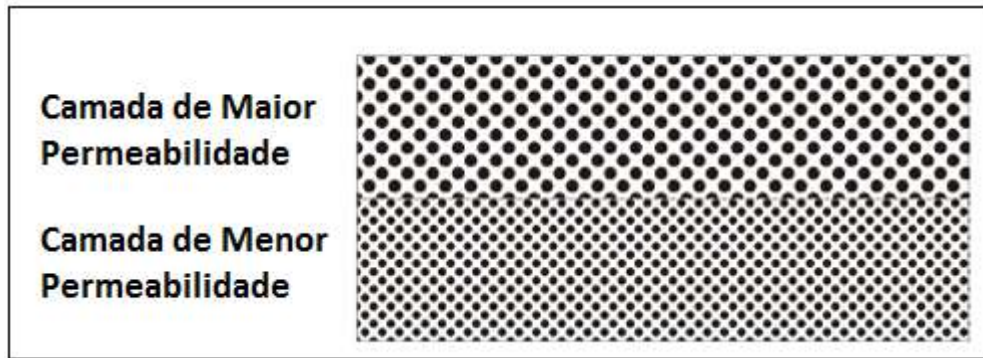


Figura 19 - Seção transversal de um sistema de camadas paralelas de mesma espessura. (Adaptado de Crotti, 2004)

De modo a simplificar o exemplo, Crotti (2004) atribuiu porosidades idênticas para as duas camadas. Por outro lado, a granulometria da camada superior é mais grosseira, aumentando a permeabilidade em nove vezes comparada à camada inferior.

Crotti (2004) assume também, para efeitos de simplificação, curvas de permeabilidade relativa água-óleo idênticas para as duas camadas, sendo representadas pelas curvas da Figura 20.

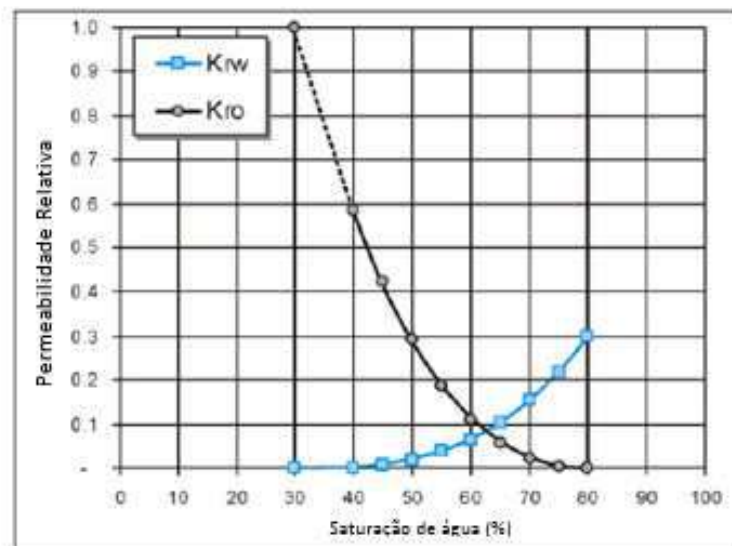


Figura 20 - Curvas de permeabilidade relativa água-óleo idênticas para as duas camadas. (Adaptado de Crotti, 2004)

Crotti (2004) divide em dois casos o modo de se obter as curvas de permeabilidade relativa do bloco como um todo.



#### 2.5.4.1. REGIME TRANSIENTE

De modo a simplificar os cálculos, Crotti (2004) assume que as camadas não possuem comunicação e que a razão de viscosidade dos fluidos seja igual a 1. Nestas condições, se torna possível a realização dos cálculos durante o deslocamento, de modo a verificar se os resultados são coerentes com as curvas de permeabilidade relativa de cada camada individualmente.

A Figura 21 apresenta um estágio inicial da injeção de água no bloco. A cor azul é utilizada para indicar que óleo foi deslocado por água e que apenas óleo residual (Sor) é deixado para trás. Devido às considerações de homogeneidade para cada camada e a mobilidade favorável, considera-se que ocorre um deslocamento pistão em cada camada.

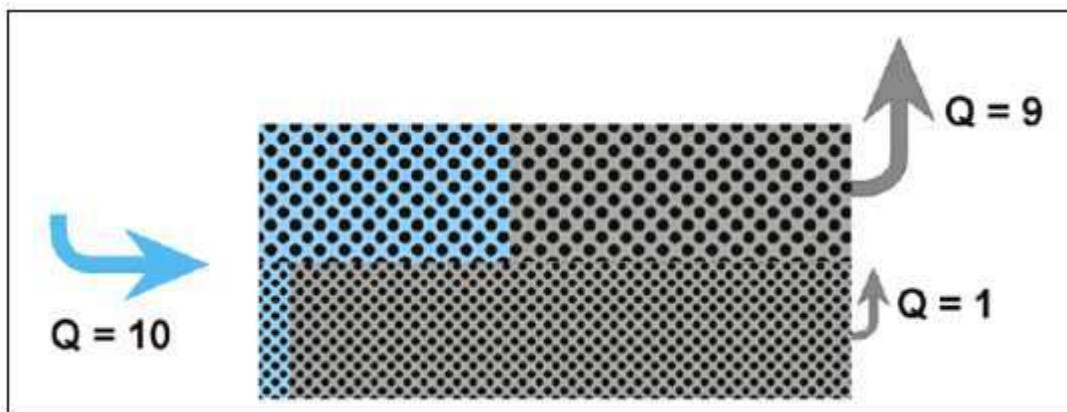


Figura 21 - Estágio inicial da injeção de água no bloco. (Crotti, 2004)

A Figura 22 apresenta a injeção de água no bloco no momento do *breakthrough*. A razão de viscosidade igual a 1 garante que a vazão e o diferencial de pressão se mantenham constantes durante todo o experimento.

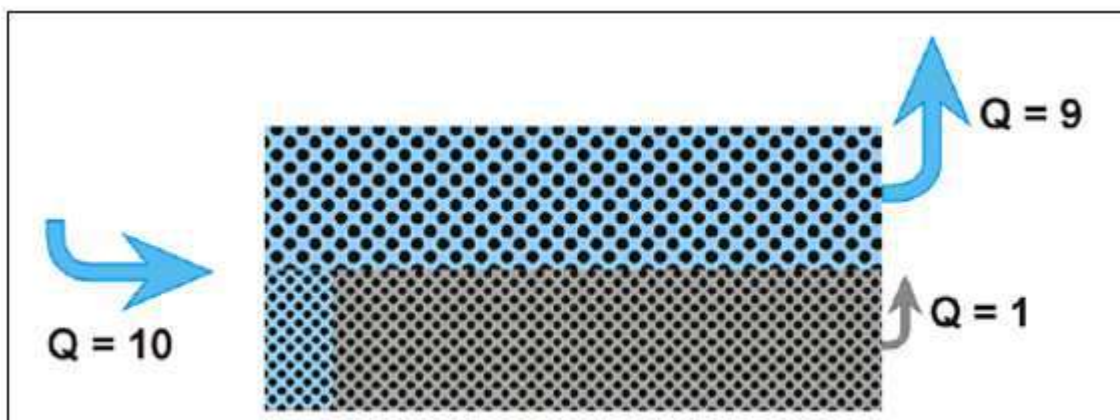


Figura 22 - Injeção de água no momento do *Breakthrough*. (Crotti, 2004)

A saturação de água na face de saída pode ser calculada pela seguinte equação:



$$S_{wBT} = (30\%V_p + 80\%V_p)/2 = 55\%V_p \quad (44)$$

O fluxo de água que representa 9/10 do fluxo total ocorre pela camada superior, enquanto o fluxo de óleo que representa 1/10 do fluxo total ocorre pela camada inferior. Sendo assim, as permeabilidades relativas à água e ao óleo podem ser calculadas pelas seguintes equações:

$$K_{r_{wBT}} = 0,3 \times 9/10 = 0,27 \quad (45)$$

$$K_{r_{oBT}} = 1,00 \times 1/10 = 0,10 \quad (46)$$

A Figura 23 apresenta as curvas de permeabilidade relativa de cada camada individualmente e os pontos calculados para o conjunto como um todo no momento do BT.

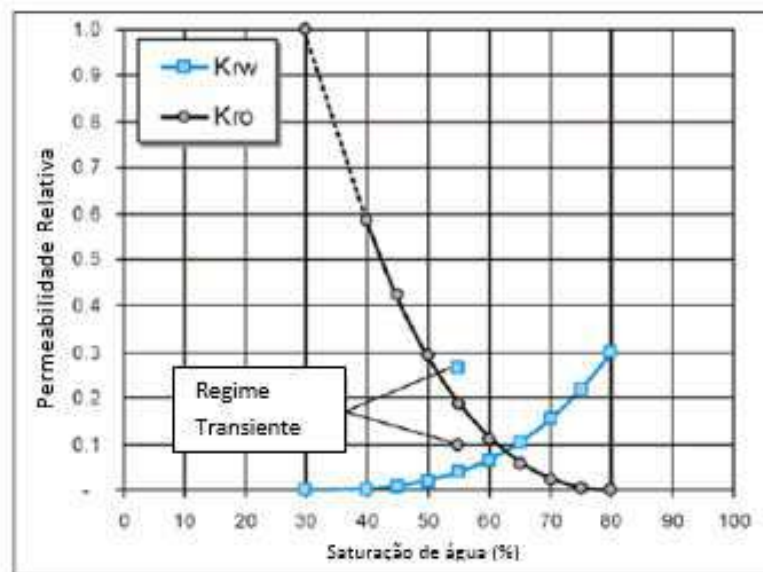


Figura 23 - Curvas de permeabilidade relativa de cada camada. Pontos calculados. (Adaptado de Crotti, 2004)

Nota-se que existe uma grande discrepância entre os pontos calculados e a curva obtida através de uma simples média. A permeabilidade relativa à água aumentou de aproximadamente 0,05 para 0,27, enquanto a permeabilidade relativa ao óleo caiu de 0,18 para 0,10.

Segundo Crotti (2004), a Figura 24 apresenta curvas típicas de permeabilidade relativa para um sistema heterogêneo.

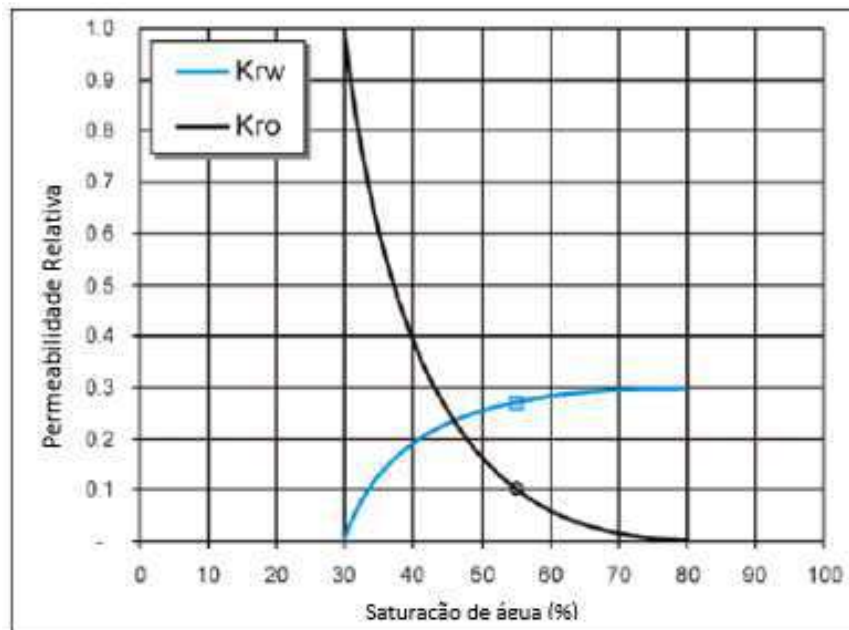


Figura 24 - Curvas típicas de permeabilidade relativa de um sistema heterogêneo. (Adaptado de Crotti, 2004)

Nota-se que estas curvas genéricas são compatíveis com os pontos obtidos no BT.

#### 2.5.4.2. REGIME PERMANENTE

No ensaio em regime permanente, ambas as fases são injetadas em vazão constante até que a vazão de produção se torne igual a de injeção. Os pontos de permeabilidade relativa são calculados aplicando-se diretamente a equação de Darcy para cada fase.

O estudo pode ser realizado em qualquer ponto da curva. De modo a simplificar os cálculos, Crotti (2004) assume que as camadas não possuem comunicação e que a razão de viscosidade dos fluidos seja igual a 1, como no caso em regime transiente. A vazão de água empregada foi de 0,2 cc/min, enquanto a de óleo foi de 1,0 cc/min ( $Q_w/Q_o = 0,2$ ).

Como as viscosidades são iguais, a razão  $Q_w/Q_o$  se torna proporcional à razão entre as permeabilidades relativa. A Figura 25 mostra que, para razão de 0,2, a saturação de água é de 55%.

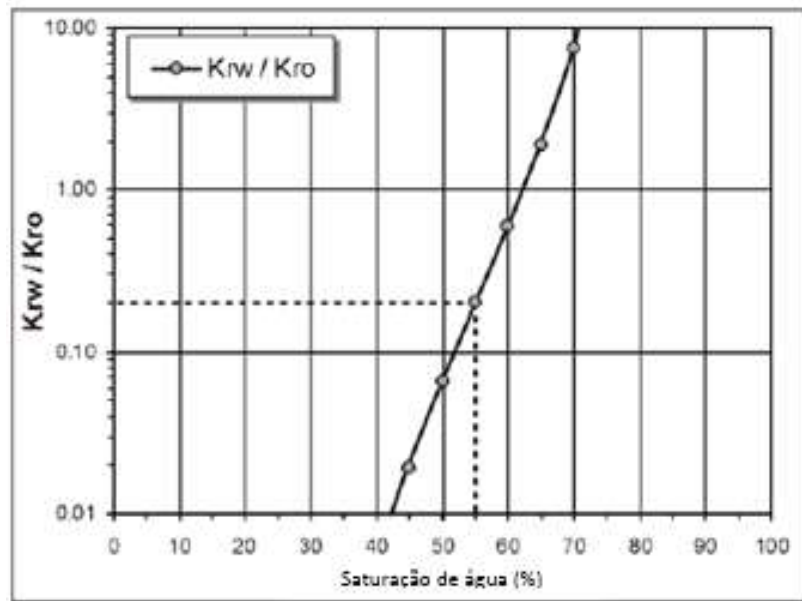


Figura 25 - Razão entre as permeabilidades relativas correspondentes as curvas “experimentais” da Figura 15. (Adaptado de Crotti, 2004)

A Figura 26 mostra o fluxo no sistema quando o regime permanente é atingido. Neste momento, a razão de produção em ambas camadas é igual a razão de injeção. Cada camada contribui para a produção total proporcionalmente as suas permeabilidades.

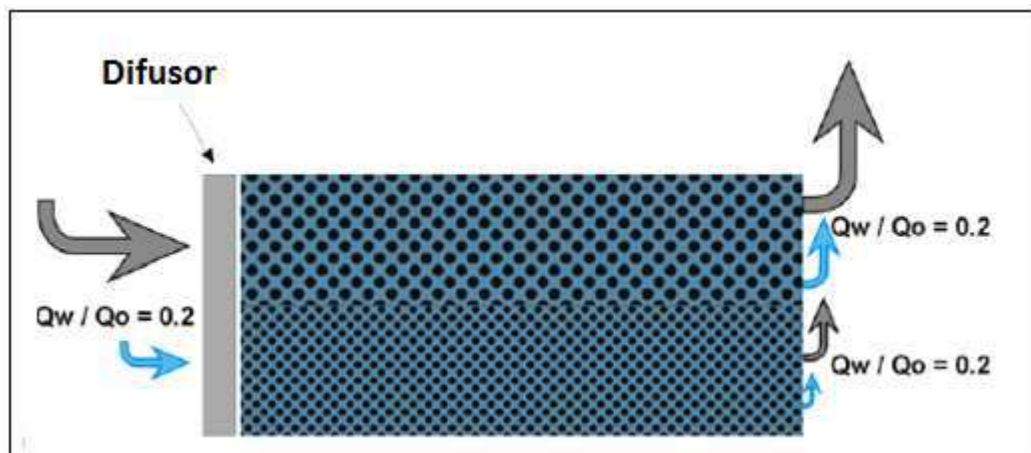


Figura 26 - Ambas as camadas em regime permanente. (Adaptado de Crotti, 2004)

Fazendo-se os cálculos para a condição de regime permanente e levando-se em consideração que 9/10 da vazão total flui pela camada superior, tem-se:

TABELA 4 - Cálculos para condição de regime permanente

	Sw (%Vp)	Qo (cm <sup>3</sup> /min)	Qw (cm <sup>3</sup> /min)	Qw/Qo
<b>Camada Superior</b>	55	$1,0 \times 0,9 = 0,9$	$0,2 \times 0,9 = 0,18$	0,20
<b>Camada Inferior</b>	55	$1,0 \times 0,1 = 0,1$	$0,2 \times 0,1 = 0,02$	0,20
<b>Figura 21 - Sistema Total</b>	55	$0,9 + 0,1 = 1,0$	$0,18 + 0,02 = 0,20$	0,20

Como pode ser notado, a permeabilidade relativa do sistema como um todo é igual a de cada camada individualmente.

Aplicando-se o mesmo procedimento para diferentes razões de injeção, pode-se demonstrar que a curva obtida para o sistema heterogêneo é a mesma do que para cada camada individualmente para todo “range” de saturação.

Segundo Crotti (2004), se as duas camadas apresentassem curvas de permeabilidade relativa distintas, o mesmo procedimento poderia ser adotado para demonstrar que as curvas do bloco como um todo resultam de uma média aritmética das duas camadas, aplicando-se um peso proporcional ao volume poroso de cada camada.

#### 2.5.4.3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Crotti (2004) resume os resultados principais dos dois métodos da seguinte maneira:

- Curvas de permeabilidade relativa calculadas para o método em regime transiente são bem diferentes das curvas de cada camada separadamente. Não se pode aplicar apenas uma média simples.
- Curvas de permeabilidade relativa calculadas para o método em regime permanente são iguais à média aritmética das curvas de cada uma das camadas.
- Nos dois casos, os pontos terminais do sistema correspondem a uma média aritmética.

Levando em consideração que as heterogeneidades dos meios porosos são resultado de diferentes estruturas porosas, e assumindo que cada uma dessas estruturas possui suas próprias curvas de permeabilidade relativa, Crotti (2004) conclui que o método em regime permanente é o único que gera automaticamente curvas de permeabilidade relativa resultantes de uma média das curvas de cada estrutura porosa em um meio poroso heterogêneo e, sendo assim, deveria ser o mais utilizado nas medidas de laboratório.

O argumento anterior, no entanto, é uma solução adequada do ponto de vista matemático. Mas, levando-se em conta o comportamento real dos reservatórios, Crotti (2004) afirma que:

- Deslocamentos viscosos (os únicos analisados) se dão em regime transiente no reservatório. Em geral, no reservatório, quando uma fase é injetada (geralmente água ou gás), outra é produzida (óleo).
- Se as amostras de laboratório são heterogêneas, não há dúvida de que os reservatórios também o são.

Sendo assim, (Crotti, 2004) chega à conclusão que a prática comum de fazer a média das curvas de permeabilidade relativa não deve ser empregada em nenhuma circunstância. Resultados de permeabilidade relativa utilizando-se o método em regime permanente não são aplicáveis na escala de reservatório. Apenas os pontos terminais interessam, no entanto, eles são coincidentes com os obtidos pelo método em regime transiente.

#### 2.5.5. RICHARDSON (1957)

Richardson (1957) realizou experimentos sem restauração de molhabilidade em um empacotamento de areia. O objetivo do trabalho foi comparar as curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo regime permanente e pelo transiente para um sistema contendo água salina e óleo. Para o regime transiente, foram realizados dois ensaios: o primeiro utilizando óleo querosene e água salina; o segundo utilizando um óleo mineral e água com salina. Para o regime permanente, o ensaio foi realizado utilizando-se óleo querosene e água com salina. As propriedades da amostra e dos fluidos utilizados se encontram na Tabela 5.

TABELA 5 - Propriedades da Amostra

<i>k<sub>abs</sub></i> (mD)	<i>L</i> (cm)	<i>D</i> (cm)	Salinidade da Água (ppm)	$\mu_{o-querosene}$ (cP)	$\mu_{o-mineral}$ (cP)
1090	30,4	3,81	150000	1,8	151

Os resultados são apresentados na Figura 27.

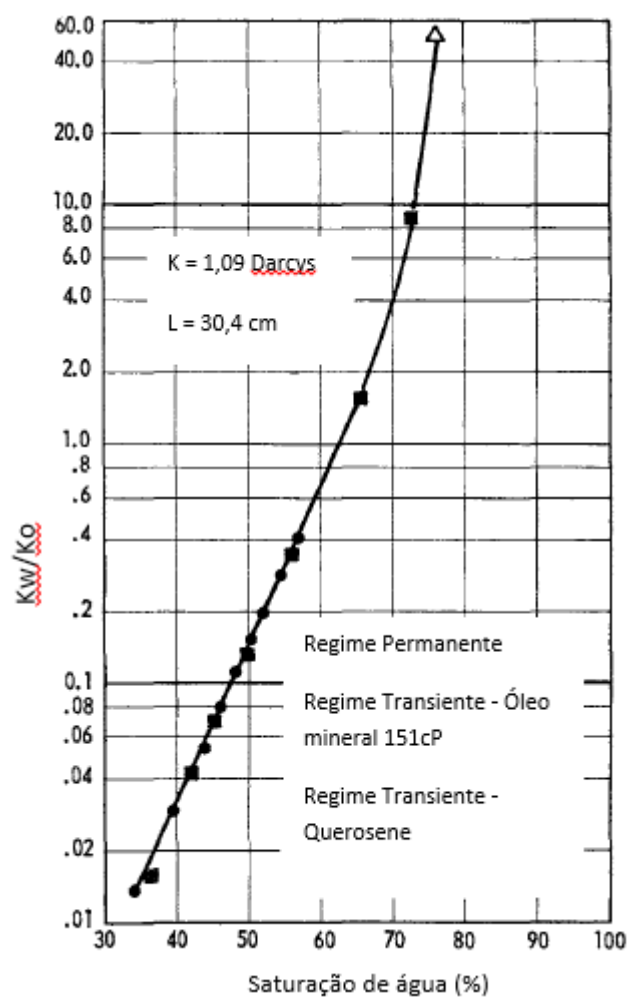


Figura 27 - Comparação da relação  $K_w/K_o$  medida pelo regime permanente e pelo regime transiente.  
(Adaptado de Richardson, 1957)

Analisando os resultados, Richardson (1957) concluiu que o método em regime permanente pode ser utilizado para o cálculo do fluxo fracionário na injeção de água. As curvas de permeabilidade relativa medidas em regime permanente são coerentes com as obtidas através do regime transiente. Além disso, as curvas de permeabilidade relativa não sofrem influência da viscosidade de óleo e, sendo assim, um experimento que utiliza óleo numa viscosidade poderia ser utilizado para prever o comportamento do deslocamento água-óleo com óleo numa viscosidade diferente.

#### 2.5.6. IBRAHIM E KOEDERITZ (2001)

Ibrahim e Koederitz (2001) não realizaram experimentos em laboratório de comparação entre os métodos em regime transiente e permanente para obtenção das curvas de permeabilidade relativa. Em vez disso, eles utilizaram dados de curvas de

permeabilidade relativa já existentes na literatura, de modo a alcançar, do ponto de vista estatístico, os melhores modelos para prever as curvas obtidas por cada um dos métodos.

Para obtenção destes modelos, Ibrahim e Koederitz (2001) aplicaram alguns critérios na seleção dos dados, tais quais:

- As curvas de permeabilidade relativa foram obtidas ou pelo método em regime transiente ou pelo método em regime permanente;
- As amostras utilizadas nos experimentos foram amostras reais;
- Foram utilizadas apenas as curvas de embebição para os sistemas água-óleo e gás-água.
- Foram utilizadas apenas as curvas de drenagem para os sistemas gás-óleo e gás-condensado.

Foram encontradas 386 curvas de permeabilidade relativa que atendiam aos critérios acima. Estes dados foram classificados baseado no tipo de sistema (água-óleo ou gás-óleo), no tipo de formação, na molhabilidade (para sistemas água-óleo) e no método de medição das curvas. Devido a um número insuficiente de curvas de permeabilidade relativa disponíveis para outros sistemas, apenas modelos de previsão aplicados a arenitos foram obtidos.

Normalizando-se todas as curvas de permeabilidade relativa agrupadas e aplicando-se uma regressão linear múltipla, Ibrahim e Koederitz (2001) obtiveram seis pares de equações preditivas de curvas de permeabilidade relativa pelos métodos em regime permanente e transiente.

A Figura 28 apresenta as curvas preditivas obtidas para um sistema água-óleo para um arenito molhável à água.

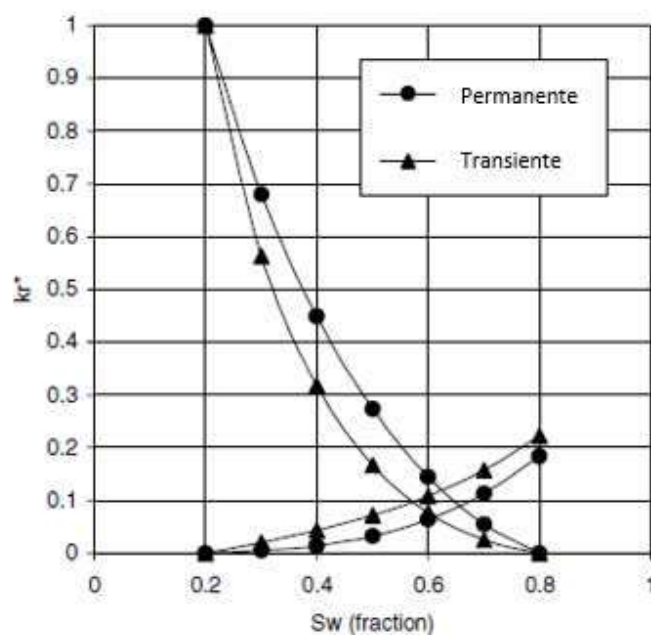


Figura 28 - Curvas de permeabilidade relativa água-óleo para um arenito molhável à água. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001)

Nota-se que a curva de permeabilidade relativa ao óleo é mais alta para o ensaio em regime permanente, enquanto a curva de permeabilidade relativa à água é mais baixa.

A Figura 29, abaixo, apresenta as curvas preditivas obtidas para um sistema gás-óleo.

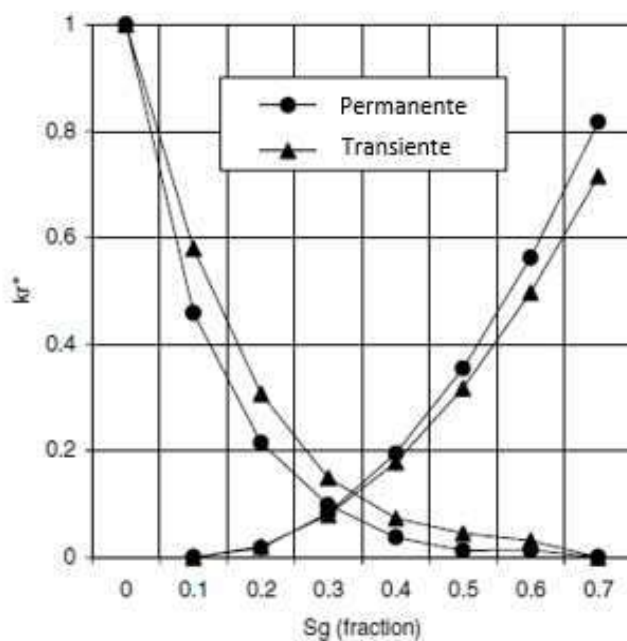


Figura 29 - Curvas de permeabilidade relativa gás-óleo. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001)



Nota-se que a curva de permeabilidade relativa ao óleo é mais alta para o ensaio em regime transiente, enquanto a curva de permeabilidade relativa à água é mais baixa.

As Figura 30 e Figura 31 apresentam as curvas preditivas comparadas a curvas obtidas por outras correlações já existentes.

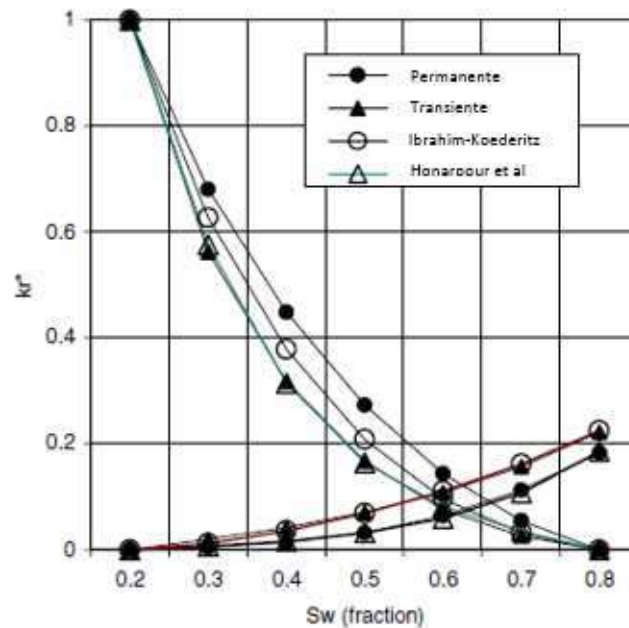


Figura 30 - Curvas de permeabilidade relativa água-óleo para várias correlações. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001)

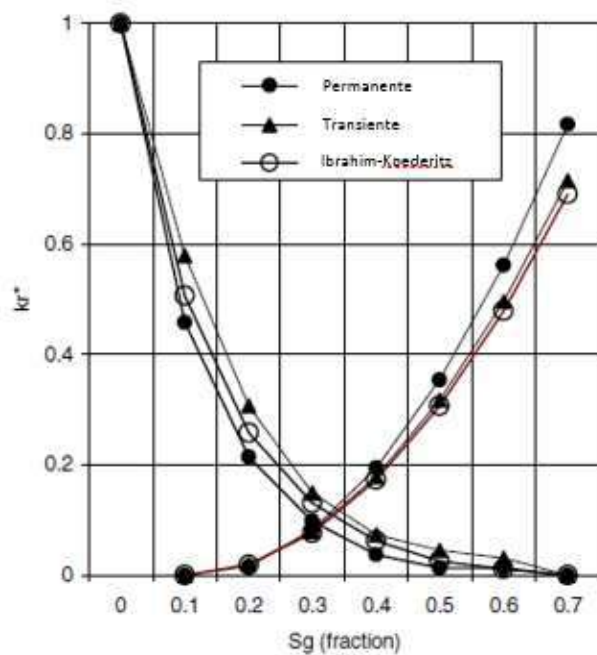


Figura 31 - Curvas de permeabilidade relativa gás-óleo para três correlações. (Adaptado de Ibrahim e Koederitz, 2001)

Segundo Ibrahim e Koederitz (2001), a comparação entre os diferentes tipos de correlação indica que elas estão em concordância umas com as outras.

### 3. METODOLOGIA

Foi utilizada uma metodologia que permite a obtenção das curvas de permeabilidade relativa água-óleo em experimentos submetidos a condições de laboratório (pressão atmosférica, temperatura ambiente e óleo mineral) e a condições de semi-reservatório (temperatura do reservatório, 1000psig de pressão de poros<sup>3</sup>, pressão efetiva do reservatório e óleo morto do reservatório), tanto se utilizando um método em regime transiente e um método em regime permanente.

Os ensaios em condição de laboratório foram realizados em arenitos, enquanto os ensaios em condição de semi-reservatório foram realizados em rochas carbonáticas.

O método transiente consiste em deslocar um fluido do interior do meio poroso injetando outro fluido a vazão constante ou pressão constante. Os efluentes produzidos ao longo deste deslocamento, juntamente com o diferencial de pressão obtido entre a entrada da amostra e a saída, constituem os dados que são utilizados no cálculo das curvas de permeabilidade relativa.

O método permanente consiste em injetar simultaneamente água e óleo na amostra de rocha em proporções crescentes de água, mantendo-se constante a soma das vazões destes fluidos. Para cada proporção utilizada, aguarda-se que o estado estacionário deste escoamento seja atingido, caracterizado pela estabilização do diferencial de pressão e de produção de fluidos. Nesta situação, aplica-se a lei de Darcy para cada uma das fases, obtendo-se as respectivas permeabilidades efetivas.

A definição da disposição dos equipamentos no sistema e sua respectiva montagem foram realizadas com o auxílio de técnicos do Laboratório de Petrofísica Especial do CENPES. Os equipamentos constituintes do sistema (separadores volumétricos, bombas e transdutores de pressão) foram calibrados de forma a apresentar medidas confiáveis.

Os fluidos utilizados nos ensaios em condição de laboratório foram: óleo mineral e água com composição química equivalente à água de formação para saturação e injeção nas amostras.

Os fluidos utilizados nos ensaios em condição de semi-reservatório foram: óleo morto do reservatório coletado após cessar a injeção de produtos químicos como antiespumantes e anti-incrustantes, água com composição química equivalente à água de formação para saturação das amostras. A água injetada nas amostras apresentou composição química equivalente à água de injeção no reservatório.

---

<sup>3</sup> Pressão de poros – pressão dos fluidos no interior dos poros.

A composição química das águas utilizadas foi obtida através da coleta no intervalo de interesse do poço e análise no Laboratório de Incrustação do CENPES, que analisa as amostras de fluidos aquosos.

Foram utilizados métodos analíticos tradicionais (Jones e Roszelle (1978), Welge (1952) e JBN – Johnson *et al.* (1959)) e por ajuste de histórico, que consideram apenas as forças viscosas atuantes e regime transiente no deslocamento para comparação com o método em regime permanente.

As curvas em regime permanente foram obtidas diretamente do ensaio a partir dos dados de diferencial de pressão, vazão e produção de óleo, com aplicação direta na Lei de Darcy.

### 3.1. DADOS DAS AMOSTRAS UTILIZADAS

As amostras foram escolhidas para os ensaios de permeabilidade relativa em função das características permoporosas e geológicas. Na TABELA 6 são apresentadas as propriedades das amostras.

TABELA 6 – Propriedades das amostras utilizadas nos ensaios

Amostra	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)	Permeabilidade Absoluta (mD)	Porosidade Efetiva (%)	Volume poroso (cm <sup>3</sup> )	Tipo de Amostra	Condição do Ensaio
A	3,71	6,61	62,7	16,1	11,20	Arenito	Laboratório
B	3,73	6,45	477	18,0	12,51	Arenito	Laboratório
C	3,80	5,81	72,2	25,4	17,04	Carbonato	Semi-reservatório

#### 3.1.1. CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS UTILIZADAS

##### 3.1.1.1. Amostra A

A Figura 32 mostra as fotografias da amostra A.



Figura 32 - Fotografias da amostra A.

A Figura 33 mostra imagens tomográficas de fatias da amostra A. Notar que a primeira e última fatias são a interface da amostra com o ar (desconsiderar).



Figura 33 - Imagens tomográficas da amostra A.

Como pode ser observado, a amostra A se trata de um arenito homogêneo e bem consolidado.

### 3.1.1.2. Amostra B

A Figura 34 mostra as fotografias da amostra B.



Figura 34 - Fotografias da amostra B.

A Figura 35 mostra imagens tomográficas de fatias da amostra B. Notar que a primeira e última fatias são a interface da amostra com o ar (desconsiderar).

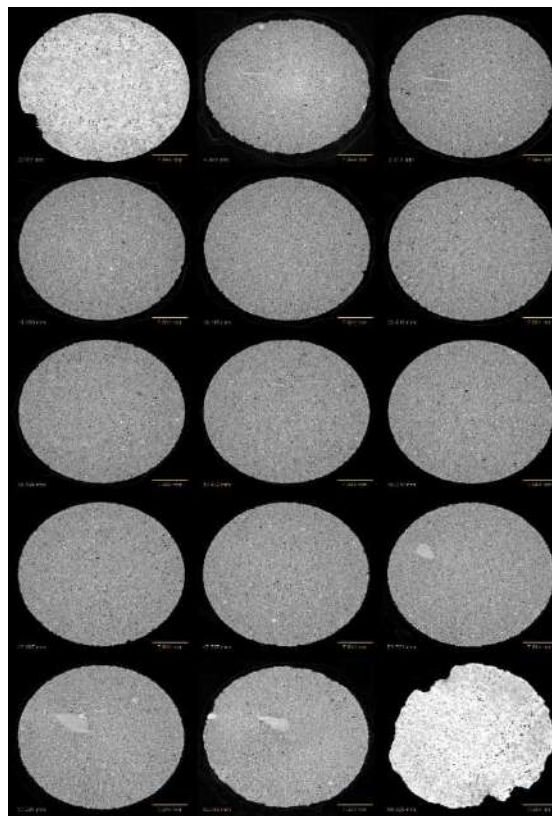


Figura 35 - Imagens tomográficas da amostra B.

Como pode ser observado, a amostra B se trata de um arenito bem consolidado, praticamente todo homogêneo, apresentando uma pequena heterogeneidade em seu interior, aparentemente uma região mais cimentada.

### 3.1.1.3. Amostra C

A Figura 36 mostra as fotografias da amostra C.



Figura 36 - Fotografias da amostra C.

A Figura 37 mostra imagens tomográficas de fatias da amostra C. Notar que a primeira e última fatias são a interface da amostra com o ar (desconsiderar).

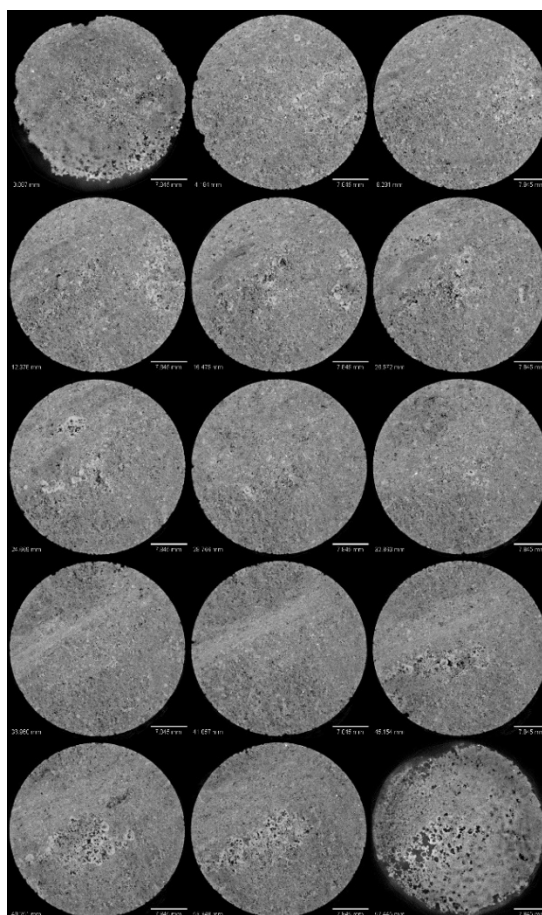


Figura 37 - Imagens tomográficas da amostra C.

Como pode ser observado, a amostra C se trata de um carbonato heterogêneo e bem consolidado. É possível notar, através da tomografia, a presença de diferentes mineralogias no interior do plugue.

### 3.2. DADOS DOS FLUIDOS UTILIZADOS

#### 3.2.1. CONDIÇÃO DE LABORATÓRIO

Foram realizados dois ensaios com razões de viscosidade diferentes (óleos distintos) em cada uma das amostras A e B. Por se tratarem de arenitos, optou-se por realizar ensaios em condição de laboratório nestas amostras, visto que amostras de arenito são molháveis à água, não sendo necessário realizar a restauração de molhabilidade neste tipo de amostra.

As propriedades dos fluidos utilizados nas análises realizadas nas amostras A e B nas condições dos testes estão presentes na TABELA 7.

**TABELA 7 – Fluidos utilizados nas análises**

FLUIDOS		
Composição da água de formação (amostra A / amostra B)	41000ppm NaCl / 30000ppm KCl	
Composição da água de injeção (amostra A / amostra B)	41000ppm NaCl / 30000ppm KCl	
Óleo Mineral (ensaio 1 / ensaio 2)	UNIPAR / EMCA	
Viscosidade da água de injeção (cP)	1,06	@ patm e 20°C
Viscosidade do óleo (ensaio 1 / ensaio 2) (cP)	1,22 / 28,22	@ patm e 20°C
Razão de viscosidade (ensaio 1 / ensaio 2)	1,15 / 26,6	@ patm e 20°C

UNIPAR e EMCA se tratam de dois tipos distintos de óleos minerais n-parafínicos. O óleo UNIPAR apresenta frações parafínicas mais leves e uma viscosidade em torno de 1cP em temperaturas próximas aos 20°C. O óleo mineral EMCA apresenta frações parafínicas mais pesadas e uma viscosidade mais elevada em torno de 28cP em temperaturas próximas aos 20°C.

#### 3.2.2. CONDIÇÃO DE SEMI-RESERVATÓRIO

Por se tratar de um carbonato, optou-se por realizar ensaios em condição de semi-reservatório na amostra C, visto que a molhabilidade pode impactar as curvas de permeabilidade relativa neste tipo de amostra.

As propriedades dos fluidos utilizados nas análises realizadas nas amostras C nas condições dos testes estão presentes na TABELA 8.



**TABELA 8 – Fluidos utilizados nas análises**

FLUIDOS		
Composição da água de formação	Água de Formação Sintética Equilibrada	
Composição da água de injeção	Água do Mar Dessulfatada Equilibrada	
Óleo	Óleo Morto	
Viscosidade da água de injeção (cP)	0,456	@ 1000psig e 66 °C
Viscosidade do óleo (cP)	2,209	@ 1000psig e 66 °C
Razão de viscosidade	4,84	@ 1000psig e 66 °C

A composição química da água de formação utilizada foi baseada na caracterização de fluidos aquosos recuperados no poço na profundidade em que se encontravam as amostras.

### **3.3. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE LABORATÓRIO E REGIME TRANSIENTE**

#### **3.3.1. PROCEDIMENTO**

O teste de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente segue a seguinte sequência de procedimentos:

1. Limpeza e análise petrofísica de rotina para obtenção das propriedades básicas das amostras, como permeabilidade e porosidade.
2. Saturação total das amostras com água de formação sintética.
3. Centrifugação das amostras em ambiente de óleo para obtenção da saturação de água irreduzível ( $Sw_i$ ).
4. Confinamento das amostras sob pressão efetiva de reservatório em células com carregamento hidrostático.
5. Medição da permeabilidade efetiva ao óleo no  $Sw_i$ .
6. Deslocamento de óleo mineral pela injeção de água de formação sintética a vazão constante até o estado de saturação residual de óleo ( $So_r$ ) com medição de produção de óleo e pressão diferencial ao longo do teste.
7. Medição da permeabilidade efetiva à água no  $So_r$ .
8. Utilizando processos de otimização o problema inverso é resolvido para obtenção das curvas de permeabilidade relativa água-óleo em função das curvas de produção de óleo e diferencial de pressão.

O equipamento utilizado para a análise de permeabilidade (esquemático simplificado na Figura 38) relativa é composto por:

1. Célula de confinamento (*holder*) onde a amostra é inserida e submetida a pressão de confinamento de até 10000 psi.
2. Bombas de deslocamento de óleo e água usadas para injetar água ou óleo com vazão constante.
3. Transdutores para medição da pressão diferencial ao longo da análise.
4. Medidores de volume para contabilizar o volume produzido ao longo da análise.
5. Centrífuga. Equipamento acessório utilizado para preparar as amostras para a análise de permeabilidade relativa água-óleo.

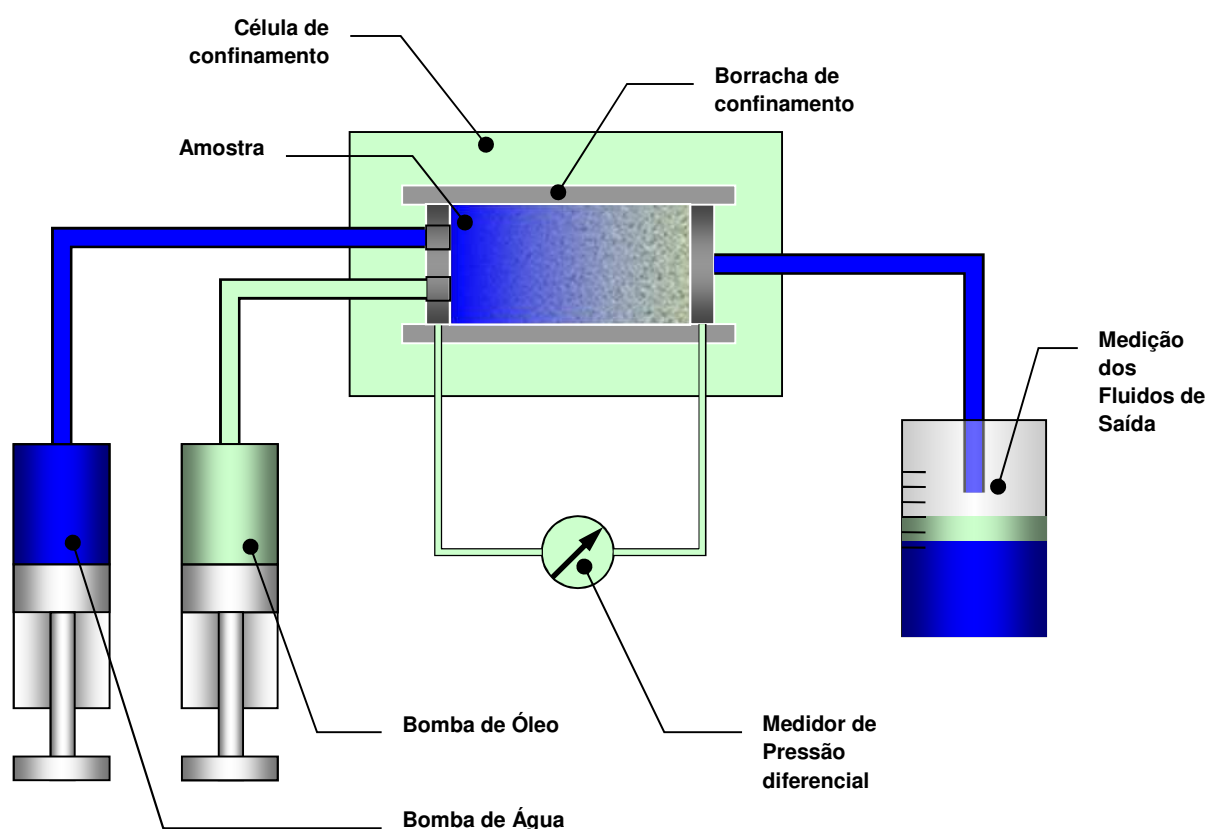


Figura 38 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de laboratório. (Fonte: Petrobras)

### 3.3.2. DADOS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO OBTIDOS NOS ENSAIOS EM REGIME TRANSIENTE

Os dados que compõem as curvas nesta seção apresentadas são mostrados nas tabelas do ANEXO II.

### 3.3.2.1. Óleo Mineral UNIPAR

Na Figura 39 e na TABELA 9 são apresentados os dados de produção e diferencial de pressão com o tempo da amostra A para ensaios em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR. Não foi apresentado o ajuste obtido para estas curvas, visto que a produção total de óleo aconteceu até o *breakthrough* e, sendo assim, a curva de permeabilidade relativa apresenta apenas os pontos terminais, não havendo a necessidade de ajuste.

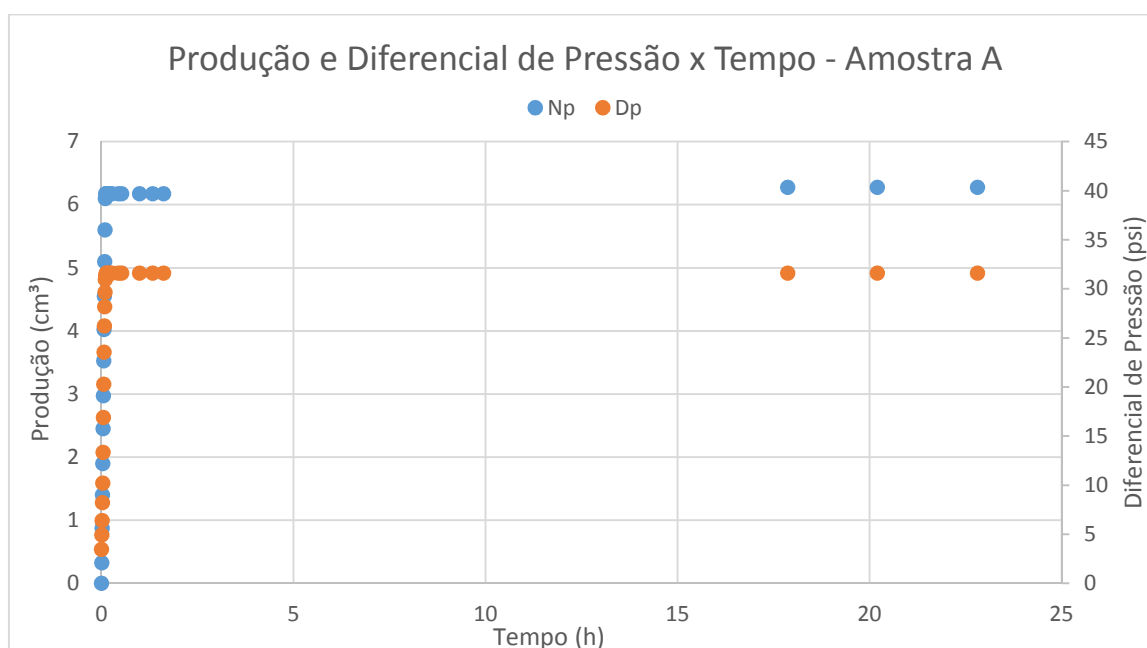
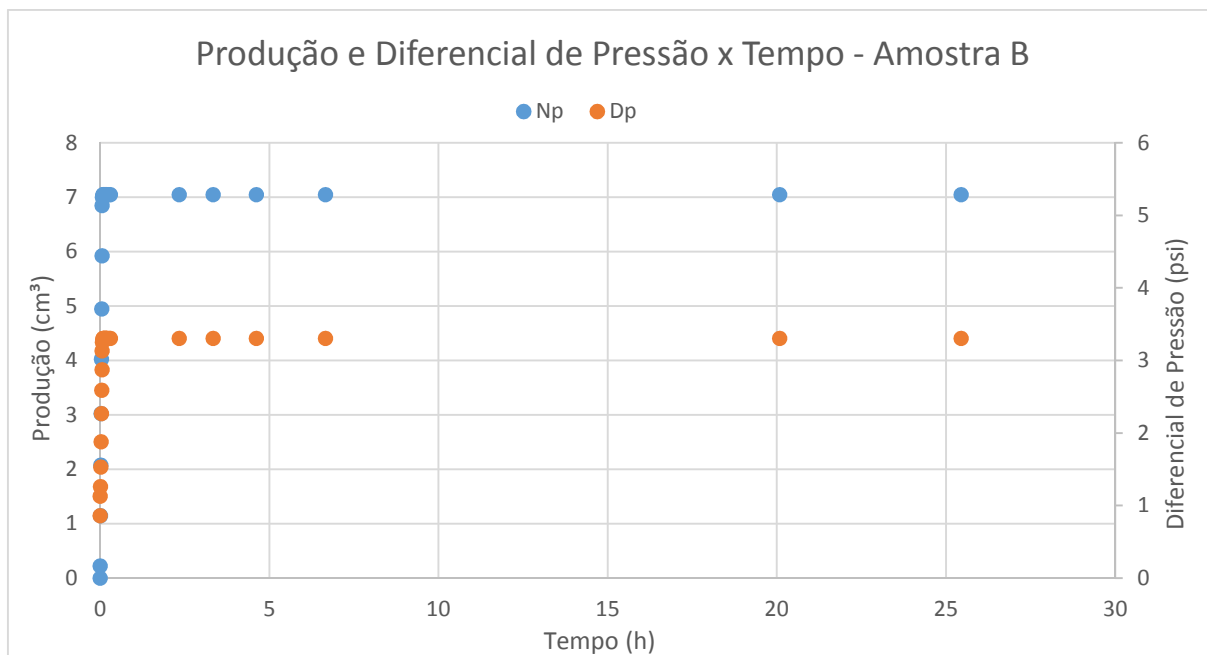


Figura 39 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra A em regime transiente utilizando óleo mineral UNIPAR.

Na Figura 40 e na TABELA 10 são apresentados os dados brutos de produção e diferencial de pressão com o tempo da amostra B para ensaios em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR. Não foi apresentado o ajuste obtido para estas curvas, visto que a produção total de óleo aconteceu até o *breakthrough* e, sendo assim, a curva de permeabilidade relativa apresenta apenas os pontos terminais, não havendo a necessidade de ajuste.



### 3.3.2.2. Óleo Mineral EMCA

Na Figura 41 e na TABELA 11 são apresentados os dados brutos e os dados ajustados, obtidos através de uma otimização para obtenção das curvas de permeabilidade relativa representativas, de produção e diferencial de pressão com o tempo da amostra A para ensaios em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA.

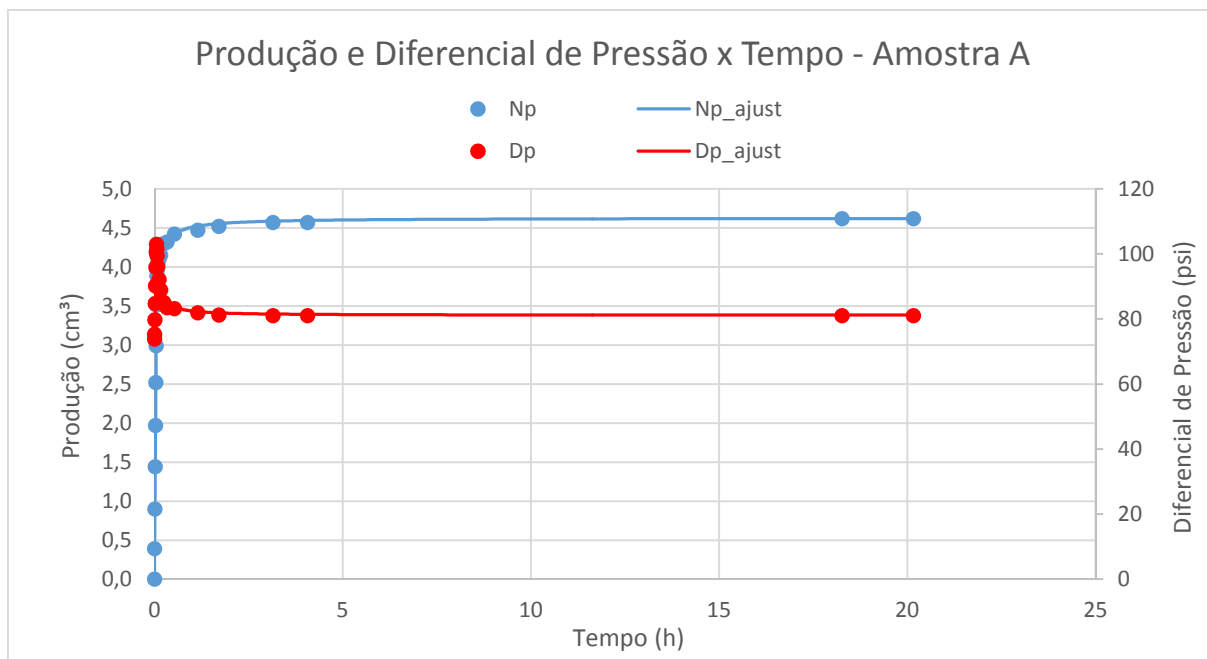


Figura 41 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra A em regime transiente utilizando óleo mineral EMCA.

Na Figura 42 e na TABELA 12 são apresentados os dados brutos e os dados ajustados, obtidos através de uma otimização para obtenção das curvas de permeabilidade relativa representativas, de produção e diferencial de pressão com o tempo da amostra B para ensaios em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA.

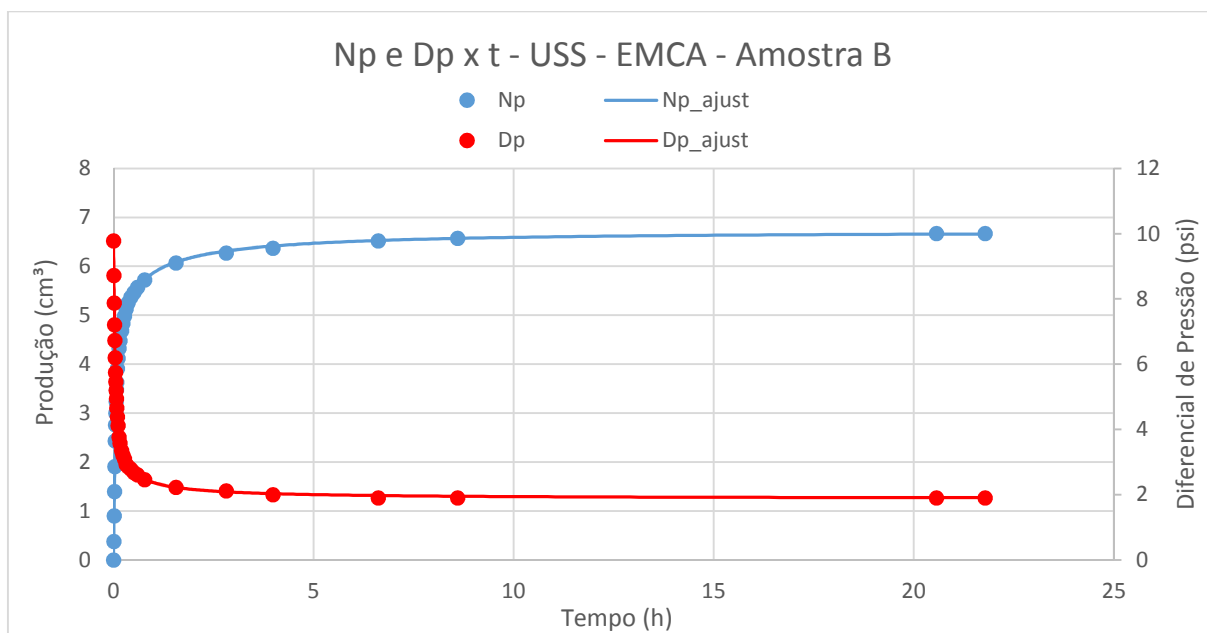


Figura 42 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra B em regime transiente utilizando óleo mineral EMCA.

### 3.4. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE LABORATÓRIO E REGIME PERMANENTE

O teste de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente e condição de laboratório segue o procedimento abaixo:

1. A amostra, depois de limpa e seca, é pesada e saturada em ambiente de vácuo com a água de formação sintética do poço.
2. A amostra é então pesada e dessaturada até a saturação de água irreduzível pelo método da centrífuga em um sistema de óleo mineral deslocando água.
3. A amostra é colocada em um holder na uma pressão efetiva do reservatório.
4. Óleo mineral de laboratório é deslocado pela amostra. A permeabilidade efetiva ao óleo no  $S_{wi}$  a temperatura ambiente é medida.
5. Óleo mineral e água de injeção são injetados na amostra simultaneamente em razões entre a vazão de água e a vazão de óleo crescentes para permitir que a saturação de água da amostra cresça. Mudanças na saturação da amostra são monitoradas através de um separador visual. Água e óleo são recirculados dentro do sistema.
6. A injeção continua em cada razão de vazões até que uma condição de equilíbrio de regime permanente seja estabelecida, baseada no nível do separador e no diferencial de pressão. As vazões de injeção e o diferencial de pressão são monitoradas continuamente durante todo o processo.
7. Finalmente somente água é injetada na amostra até que uma condição de equilíbrio é estabelecida. Neste momento a permeabilidade efetiva a água na condição de saturação de óleo residual é determinada.
8. As medidas de vazão e diferenciais de pressão são utilizadas em condições de equilíbrio para cada razão de injeção entre água e óleo para calcular a curva de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente de cada amostra.

O equipamento utilizado para a análise de permeabilidade relativa (esquemático da Figura 43) é composto por:

1. Célula de confinamento (*holder*) onde a amostra é inserida e submetida a pressão de confinamento de até 10000 psi.
2. Bombas de deslocamento de óleo e água usadas para injetar água e óleo com vazão constante.
3. Transdutores para medição da pressão diferencial ao longo da análise.
4. Medidores de volume para contabilizar o volume produzido ao longo da análise.

5. Centrífuga. Equipamento acessório utilizado para preparar as amostras para a análise de permeabilidade relativa água-óleo.

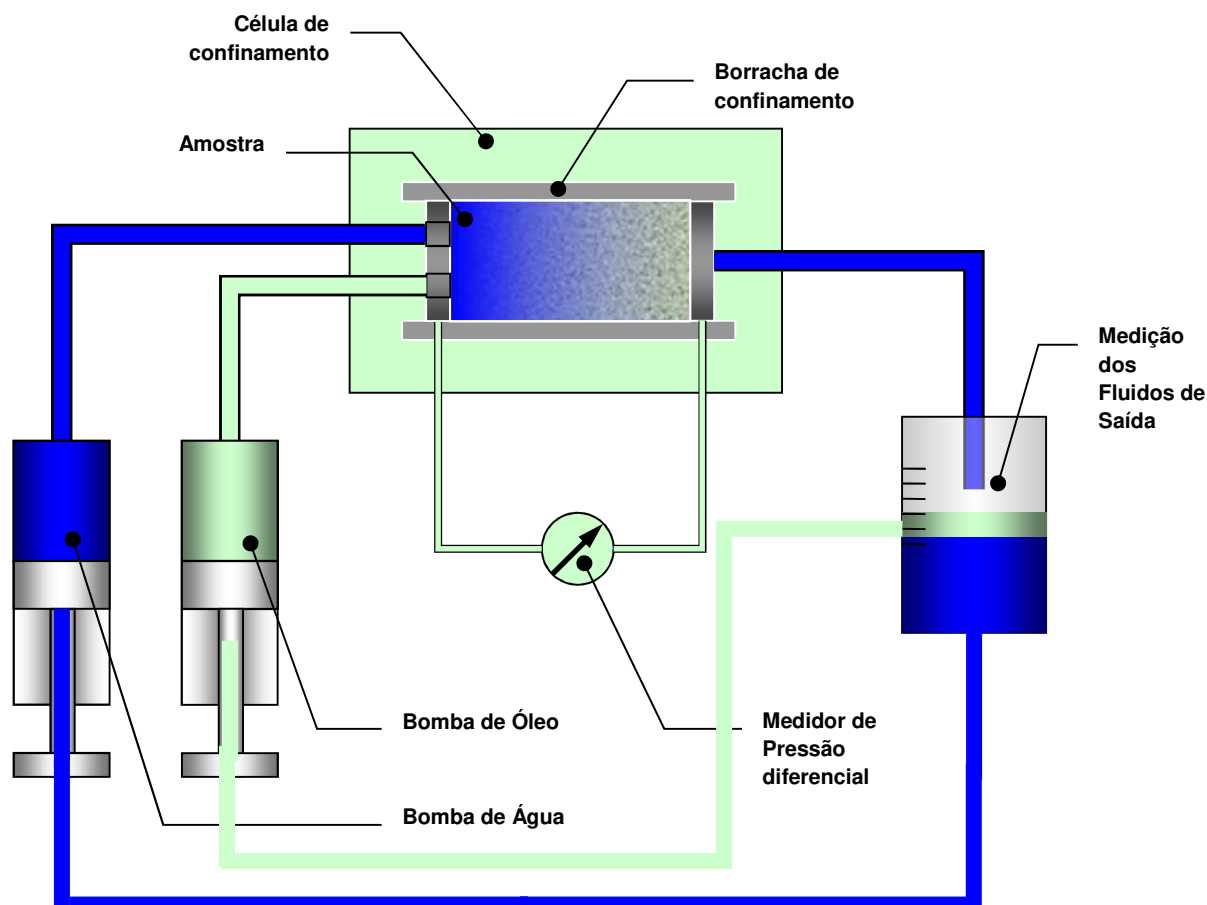


Figura 43 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente e condição de laboratório. (Adaptado de Relatório Interno Petrobras)

### 3.4.1. DADOS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO OBTIDOS NOS ENSAIOS EM REGIME PERMANENTE

Os dados que compõe as curvas nesta seção apresentadas são mostrados nas tabelas do ANEXO II.

#### 3.4.1.1. Óleo Mineral UNIPAR

Na Figura 44 são apresentados os dados de permeabilidade relativa ao óleo com o tempo para cada razão de vazões de injeção da amostra A para ensaios em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR. Exceção para

injeção apenas de água ( $Q_w = 1,0\text{cc/min}$ ), na qual foi apresentado o dado de permeabilidade relativa à água com o tempo.

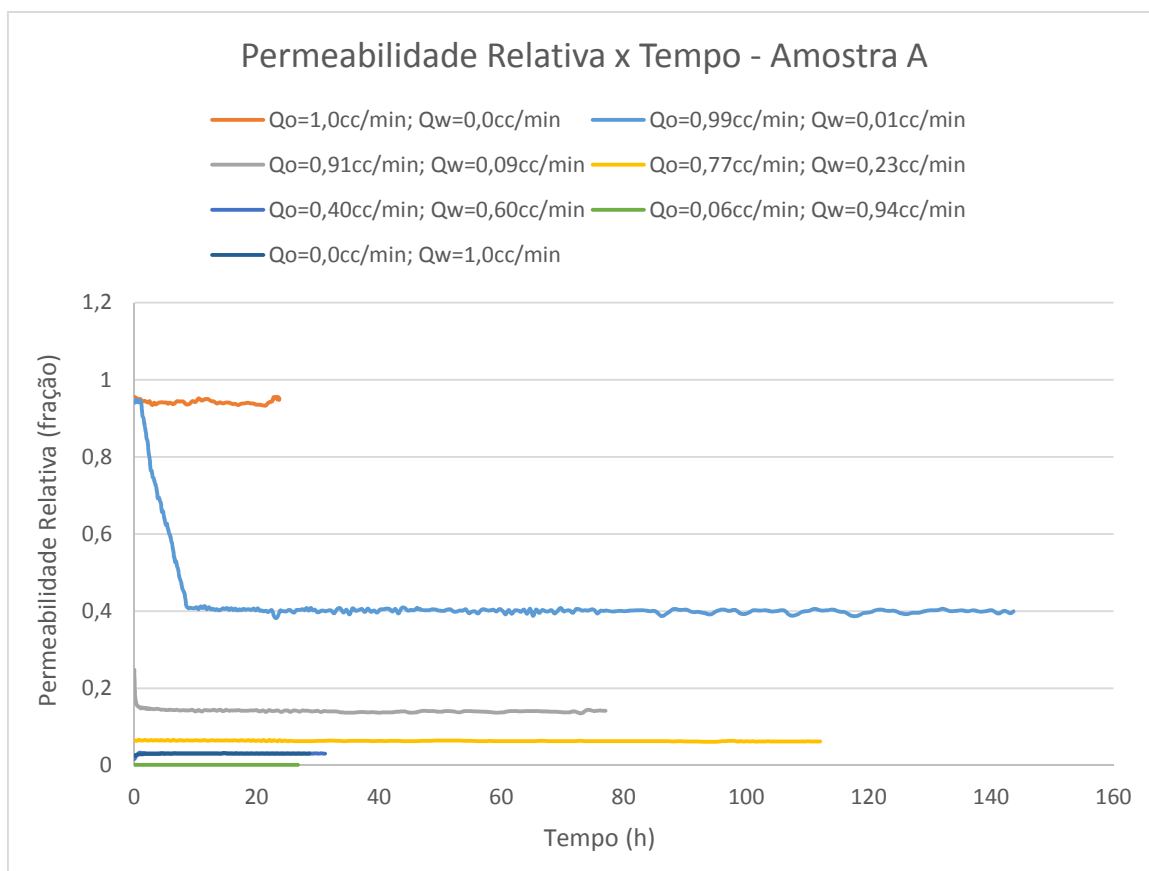


Figura 44 – Dados de permeabilidade relativa da amostra A em regime permanente utilizando óleo mineral UNIPAR.

Na Figura 45 são apresentados os dados de diferencial de pressão com o tempo para cada razão de vazões de injeção da amostra B para ensaios em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR. Exceção para injeção apenas de água ( $Q_w = 1,0\text{cc/min}$ ), na qual foi apresentado o dado de permeabilidade relativa à água com o tempo.



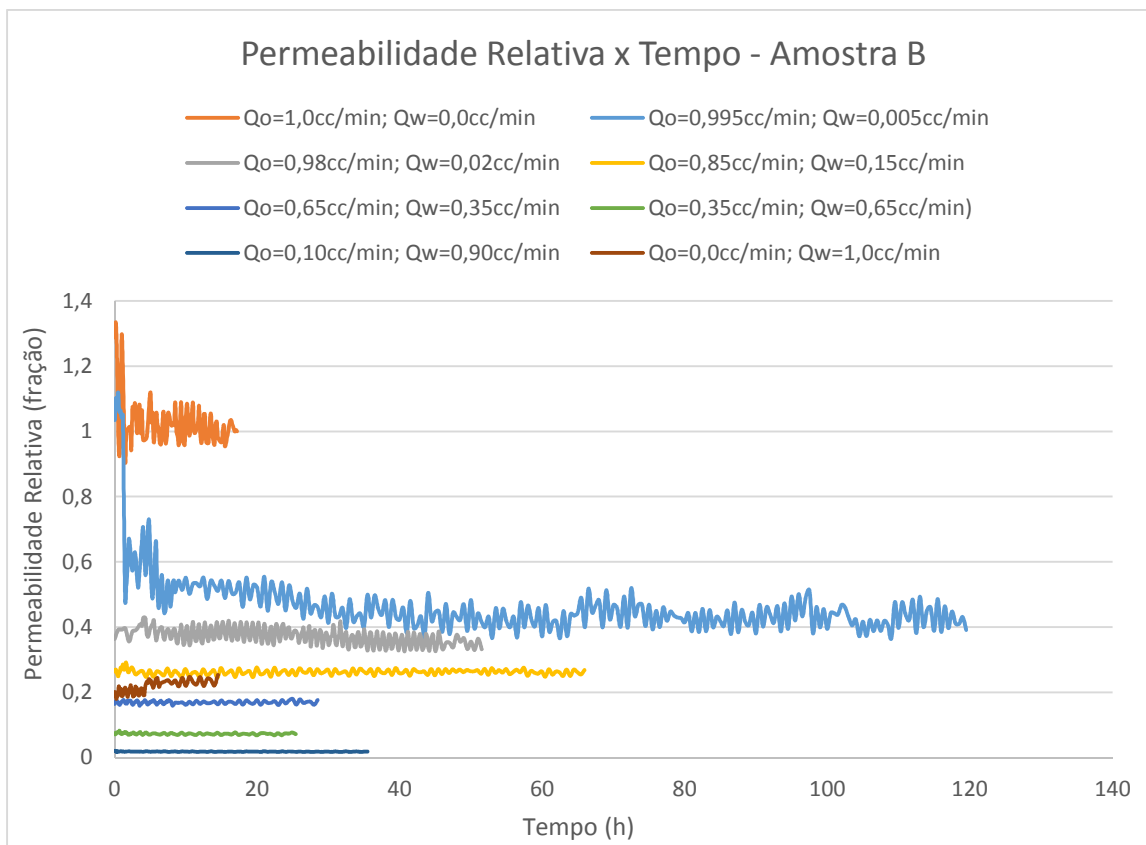


Figura 45 – Dados de permeabilidade relativa da amostra B em regime permanente utilizando óleo mineral UNIPAR.

### 3.4.1.2. Óleo Mineral EMCA

Na Figura 46 são apresentados os dados de permeabilidade relativa ao óleo com o tempo para cada razão de vazões de injeção da amostra A para ensaios em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA. Exceção para injeção apenas de água ( $Q_w = 1,0\text{cc/min}$ ), na qual foi apresentado o dado de permeabilidade relativa à água com o tempo.

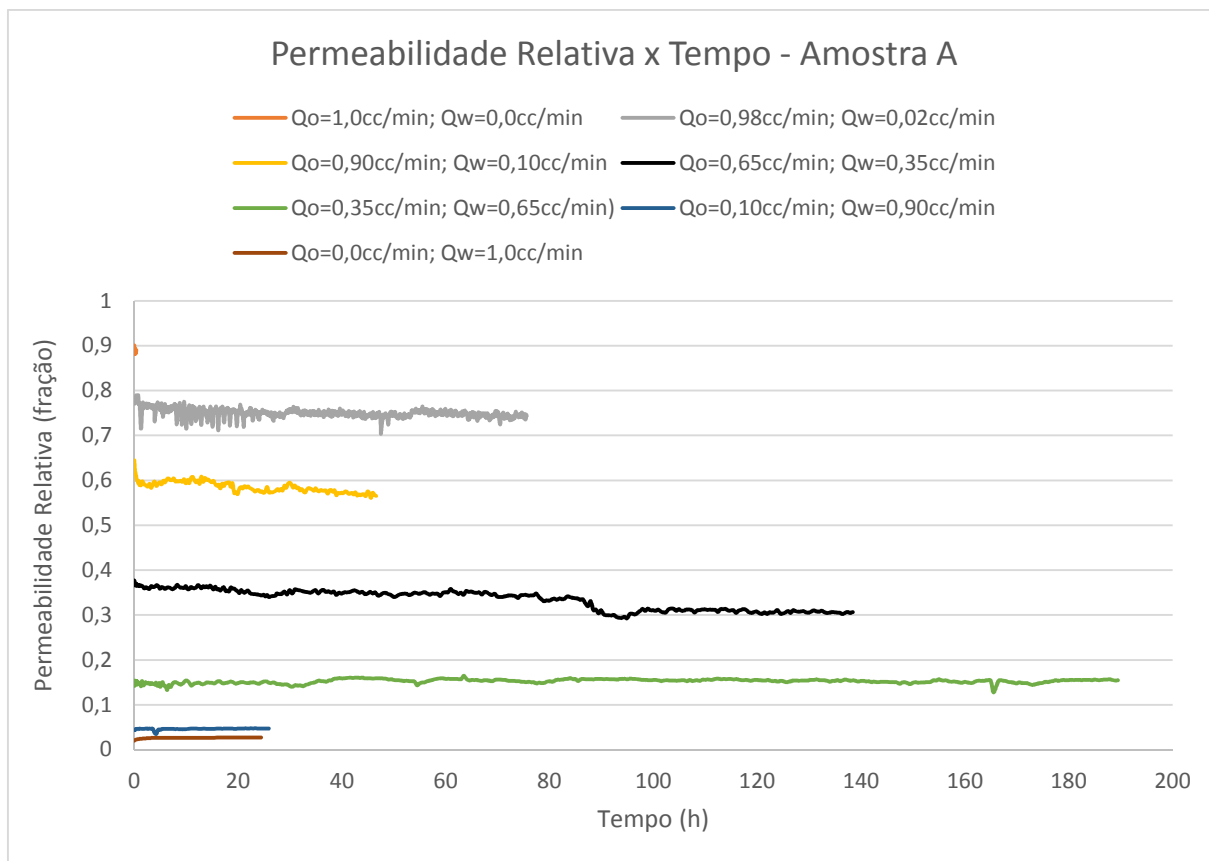


Figura 46 – Dados de permeabilidade relativa da amostra A em regime permanente utilizando óleo mineral EMCA.

Na Figura 47 são apresentados os dados de permeabilidade relativa ao óleo com o tempo para cada razão de vazões de injeção da amostra B para ensaios em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA. Exceção para injeção apenas de água ( $Q_w = 1,0\text{cc/min}$ ), na qual foi apresentado o dado de permeabilidade relativa à água com o tempo.

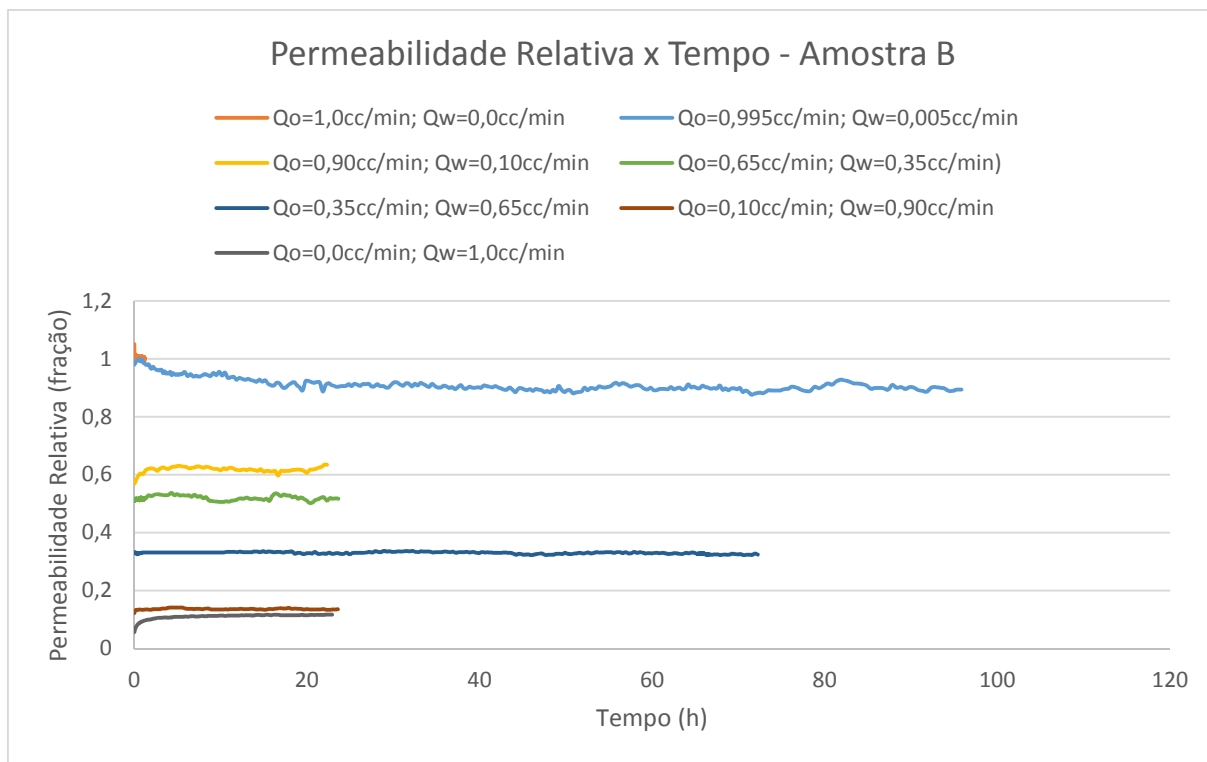


Figura 47 – Dados de permeabilidade relativa da amostra B em regime permanente utilizando óleo mineral EMCA.

### 3.5. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE SEMI-RESERVATÓRIO E REGIME TRANSIENTE

O teste de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente em condição de semi-reservatório segue o procedimento abaixo:

1. Limpeza da rocha e análise petrofísica de rotina;
2. Obtenção de óleo morto do campo;
3. Saturação total das amostras com água de formação sintética;
4. Centrifugação das amostras em ambiente de óleo mineral para obtenção da saturação de água irreduzível ( $Sw_i$ );
5. Confinamento das amostras sob pressão efetiva de reservatório em células com carregamento hidrostático;
6. Pressurização a 1000psi e aquecimento do sistema à temperatura do reservatório;
7. Medição da permeabilidade efetiva ao óleo mineral no  $Sw_i$ ;
8. Substituição do óleo mineral por óleo morto por deslocamento;
9. Restauração da molhabilidade (envelhecimento) da amostra por um período de aproximadamente 15 dias. Este envelhecimento é realizado com períodos de óleo em movimento e períodos de óleo em descanso, com a medição de água produzida por conta de inversão de molhabilidade;

10. Medição da permeabilidade efetiva ao óleo morto no  $Sw_i$ ;
11. Deslocamento de óleo morto pela injeção de água de formação sintética (ou água de injeção sintética) a vazão constante até o estado de saturação residual de óleo ( $So_r$ ) com medição de produção de óleo em um separador e da pressão diferencial ao longo do teste;
12. Medição da permeabilidade efetiva à água no  $So_r$ ;
13. Utilizando processos de otimização o problema inverso é resolvido para obtenção das curvas de permeabilidade relativa água-óleo em função das curvas de produção de óleo e diferencial de pressão.

O equipamento utilizado para a análise de permeabilidade relativa (esquemático da Figura 48) é composto por:

1. Célula de confinamento (*holder*) onde a amostra é inserida e submetida a pressão de confinamento de até 10000 psi.
2. Bombas de deslocamento de óleo e água usadas para injetar água ou óleo com vazão constante.
3. Transdutores para medição da pressão diferencial ao longo da análise.
4. Medidor de volume para contabilizar o volume produzido ao longo da análise.
5. Centrífuga. Equipamento acessório utilizado para preparar as amostras para a análise de permeabilidade relativa água-óleo.
6. Estufa com temperatura controlada.

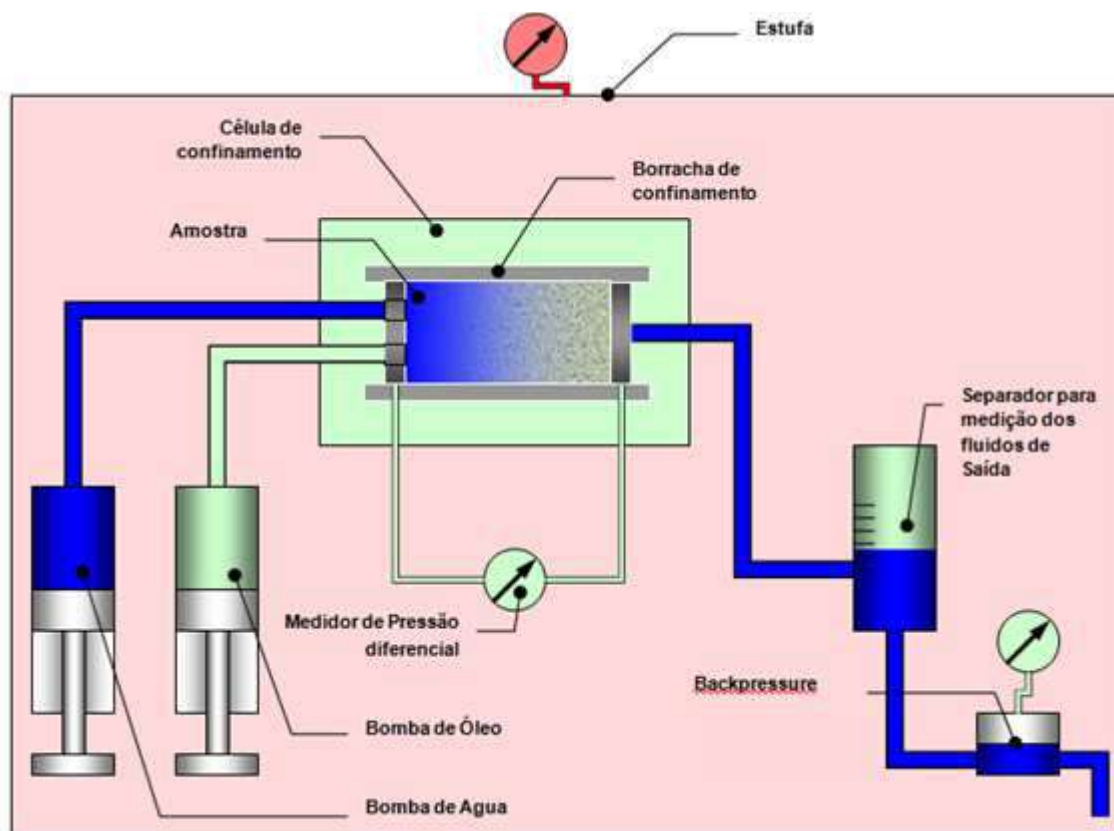


Figura 48 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime transiente e condição de semi-reservatório. (Fonte: Petrobras)

### 3.5.1. DADOS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO OBTIDOS NOS ENSAIOS EM REGIME TRANSIENTE

Os dados que compõe as curvas apresentadas são mostrados nas tabelas do ANEXO II.

Na Figura 49 e na TABELA 13 são apresentados os dados brutos e os dados ajustados, obtidos através de uma otimização para obtenção das curvas de permeabilidade relativa representativas, de produção e diferencial de pressão com o tempo da amostra A para ensaios em regime transiente, condição de semi-reservatório e utilizando óleo morto do reservatório.

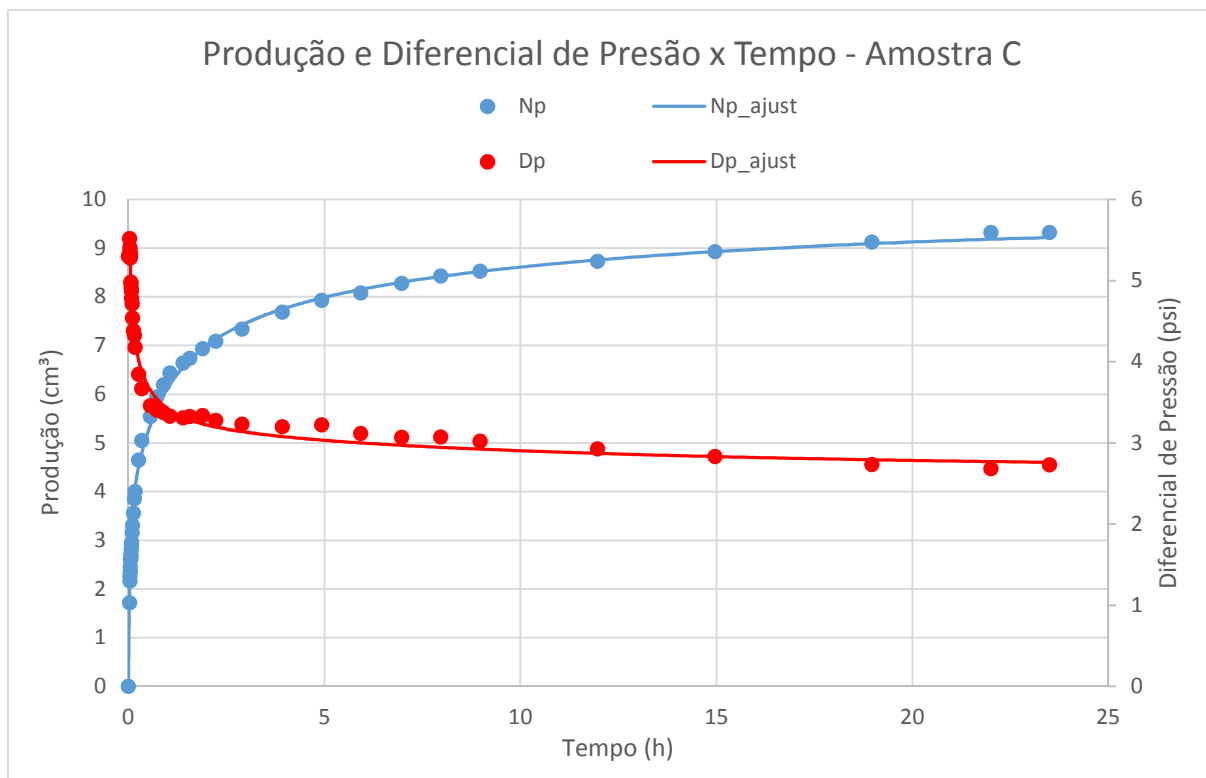


Figura 49 – Dados de produção e de diferencial de pressão da amostra C em regime transiente.

### 3.6. ENSAIOS EM CONDIÇÃO DE SEMI-RESERVATÓRIO E REGIME PERMANENTE

O teste de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente e condição de semi-reservatório segue o procedimento abaixo:

1. A amostra, depois de limpa e seca, é pesada e saturada em ambiente de vácuo com a água de formação sintética do poço.
2. A amostra é então pesada e dessaturada até a saturação de água irreduzível pelo método da centrífuga em um sistema de óleo mineral deslocando água.
3. A amostra é colocada em um holder na uma pressão efetiva do reservatório.
4. Óleo mineral de laboratório é deslocado pela amostra. A permeabilidade efetiva ao óleo no  $S_{wi}$  a temperatura ambiente é medida.
5. Substituição do óleo mineral por óleo morto por deslocamento;
6. Restauração da molhabilidade (envelhecimento) da amostra por um período de aproximadamente 15 dias. Este envelhecimento é realizado com períodos de óleo em movimento e períodos de óleo em descanso, com a medição de água produzida por conta de inversão de molhabilidade;
7. Medição da permeabilidade efetiva ao óleo morto no  $S_{wi}$ ;

8. Óleo morto e água de injeção são injetados na amostra simultaneamente em razões entre a vazão de água e a vazão de óleo crescentes para permitir que a saturação de água da amostra cresça. Mudanças na saturação da amostra são monitoradas através de um separador visual. Água e óleo são recirculados dentro do sistema.

9. A injeção continua em cada razão de vazões até que uma condição de equilíbrio de regime permanente seja estabelecida, baseada no nível do separador e no diferencial de pressão. As vazões de injeção e o diferencial de pressão são monitoradas continuamente durante todo o processo.

10. Finalmente somente água é injetada na amostra até que uma condição de equilíbrio é estabelecida. Neste momento a permeabilidade efetiva a água na condição de saturação de óleo residual é determinada.

11. As medidas de vazão e diferenciais de pressão são utilizadas em condições de equilíbrio para cada razão de injeção entre água e óleo para calcular a curva de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente de cada amostra.

O equipamento utilizado para a análise de permeabilidade relativa (esquemático da Figura 50) é composto por:

1. Célula de confinamento (*holder*) onde a amostra é inserida e submetida a pressão de confinamento de até 10000 psi.
2. Bombas de deslocamento de óleo e água usadas para injetar água e óleo com vazão constante.
3. Transdutores para medição da pressão diferencial ao longo da análise.
4. Medidor de volume para contabilizar o volume produzido ao longo da análise.
5. Centrífuga. Equipamento acessório utilizado para preparar as amostras para a análise de permeabilidade relativa água-óleo.
6. Estufa com temperatura controlada.

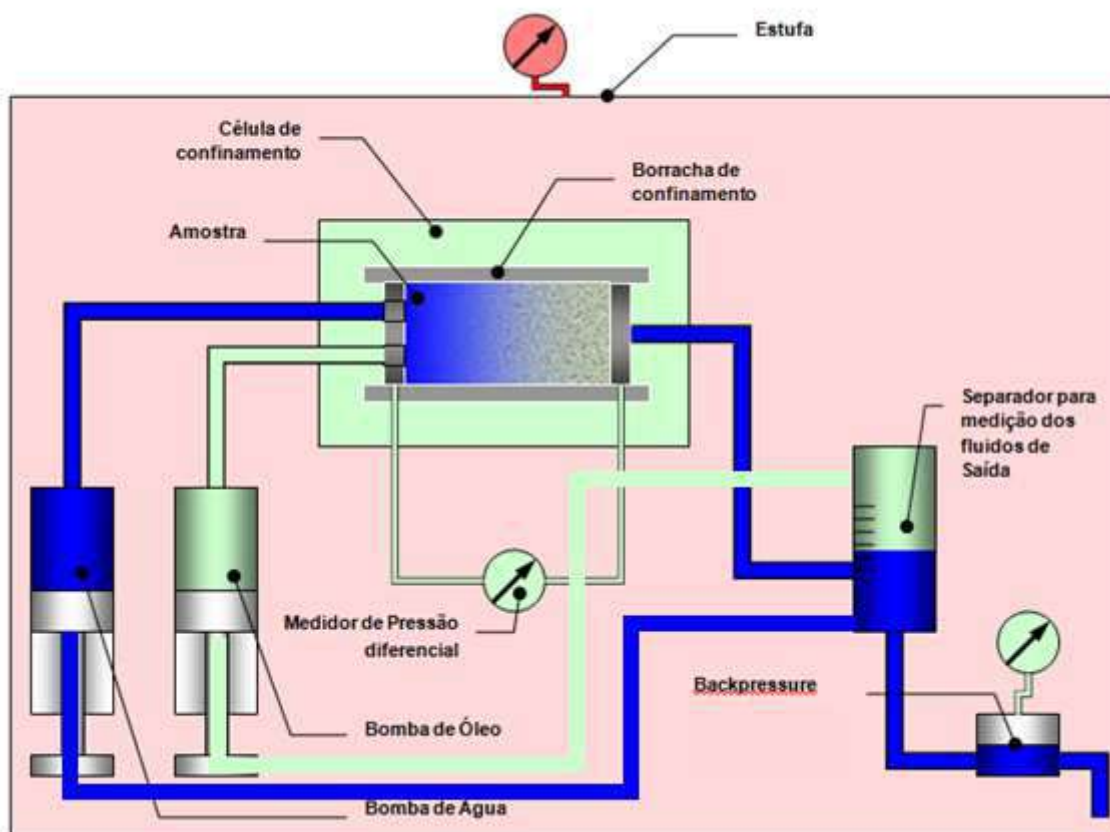


Figura 50 – Esquema simplificado do equipamento de análise de permeabilidade relativa água-óleo em regime permanente e condição de semi-reservatório (Adaptado de Relatório Interno Petrobras).

### 3.6.1. DADOS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO OBTIDOS NOS ENSAIOS EM REGIME PERMANENTE

Os dados que compõe as curvas nesta seção apresentadas são mostrados nas tabelas do ANEXO II.

Na Figura 51 são apresentados os dados de permeabilidade relativa ao óleo com o tempo para cada razão de vazões de injeção da amostra B para ensaios em regime permanente, condição de semi-reservatório e utilizando óleo morto do reservatório. Exceção para injeção apenas de água ( $Q_w = 1,0\text{cc/min}$ ), na qual foi apresentado o dado de permeabilidade relativa à água com o tempo.



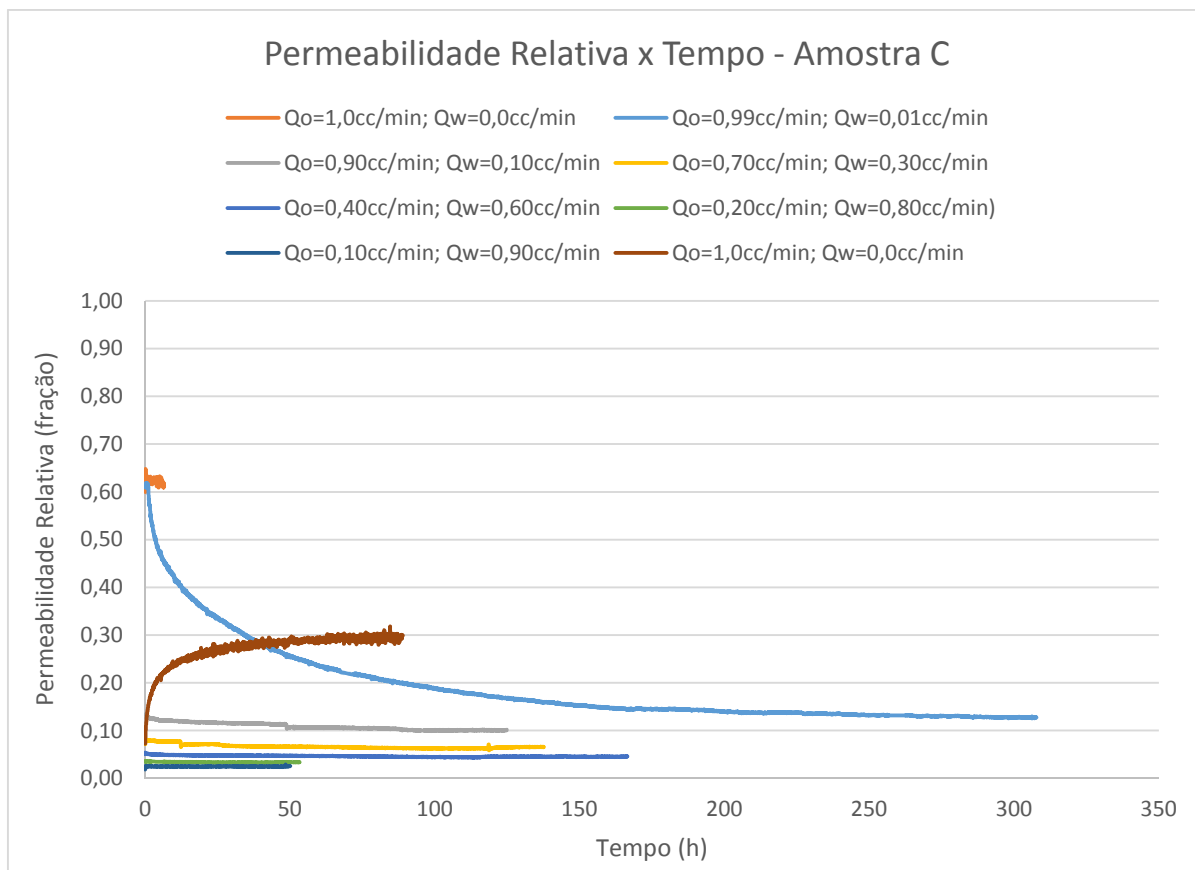


Figura 51 – Dados de permeabilidade relativa da amostra C em regime permanente.

Para melhor visualização de alguns dados obtidos, a Figura 52 apresenta um gráfico com escala de tempo reduzida.

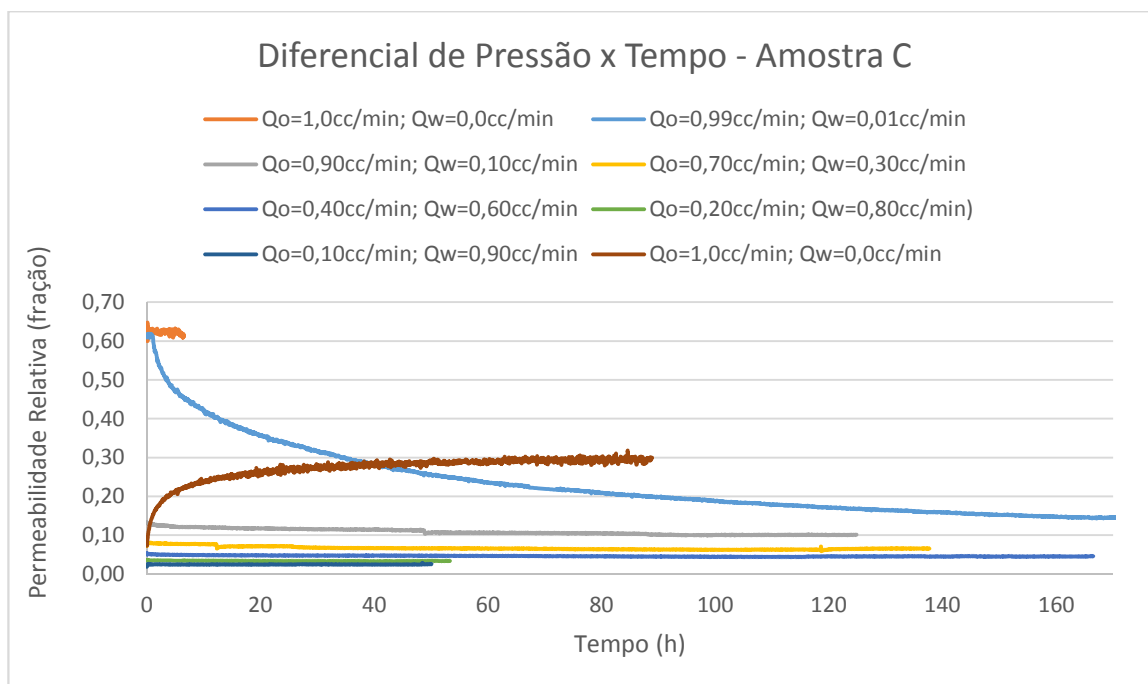


Figura 52 – Dados de diferencial de pressão da amostra C em regime permanente (escala de tempo reduzida).

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa água-óleo obtidas dos experimentos. As curvas apresentam-se da seguinte forma: linhas e/ou pontos mais escuros representam a permeabilidade relativa ao óleo, enquanto linhas e/ou pontos mais claros representam a permeabilidade relativa à água

Os dados que compõe as curvas apresentadas são mostrados nas tabelas do ANEXO II.

### 4.1. GRÁFICOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA A

#### 4.1.1. UTILIZANDO ÓLEO MINERAL UNIPAR

Na Figura 53 são mostrados os pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente dos dados de produção e de diferencial de pressão da Figura 39 e as curvas obtidas em regime permanente através de cálculo direto na lei de Darcy com os valores de diferencial de pressão da Figura 44. Ambos os métodos foram empregados em condição de laboratório e utilizando-se óleo mineral UNIPAR como fluido deslocado. Observa-se que os resultados são bem distintos, principalmente para os pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa à água obtidas por cada método. Nota-se que, para o regime permanente, o ponto terminal da curva de permeabilidade relativa à água apresenta valor inferior ao obtido para o regime transiente.

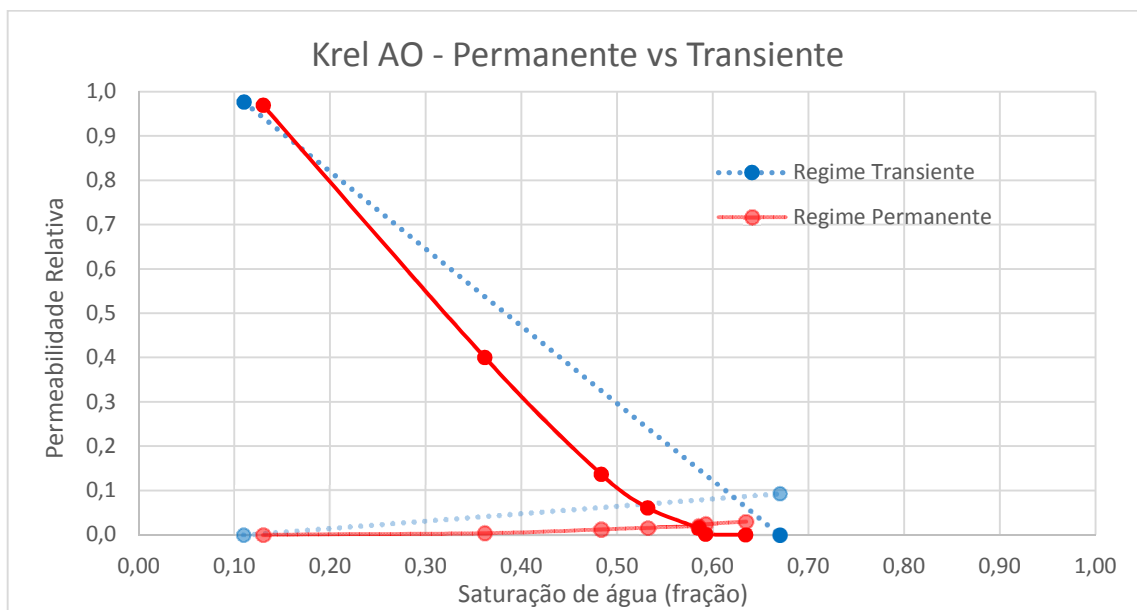


Figura 53 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo UNIPAR.

Tendo em vista, os resultados obtidos para os dois tipos diferentes de regime de escoamento, pode-se concluir que o regime permanente se apresenta mais otimista quando empregado no modelo de fluxo, visto que o ponto terminal de permeabilidade relativa à água apresenta valor inferior para este regime, indicando que a água demoraria mais tempo para chegar ao poço produtor e apresentaria uma vazão mais baixa.

#### **4.1.2. UTILIZANDO ÓLEO MINERAL EMCA**

Na Figura 54 e Figura 55 são mostradas as curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente por ajuste de histórico dos dados de produção e de diferencial de pressão da Figura 41 e as curvas obtidas em regime permanente através dos dados de diferencial de pressão da Figura 46. A Figura 55 é mostrada em escala log para melhor visualização das curvas. Ambos os métodos foram empregados em condição de laboratório e utilizando-se óleo mineral EMCA como fluido deslocado. Observa-se que os resultados são bem distintos. Nota-se que, para o regime permanente, a curva de permeabilidade relativa à água apresenta valores inferiores aos obtidos para o regime transiente, enquanto a curva de permeabilidade relativa ao óleo apresenta valores superiores.

Nota-se também que o valor de saturação de óleo residual é menor para o regime permanente do que para o transiente. Como se trata de um óleo com viscosidade elevada, é possível que a água apresente um caminho preferencial, “furando” este óleo no regime transiente, levando a um deslocamento muito ineficiente deste óleo.

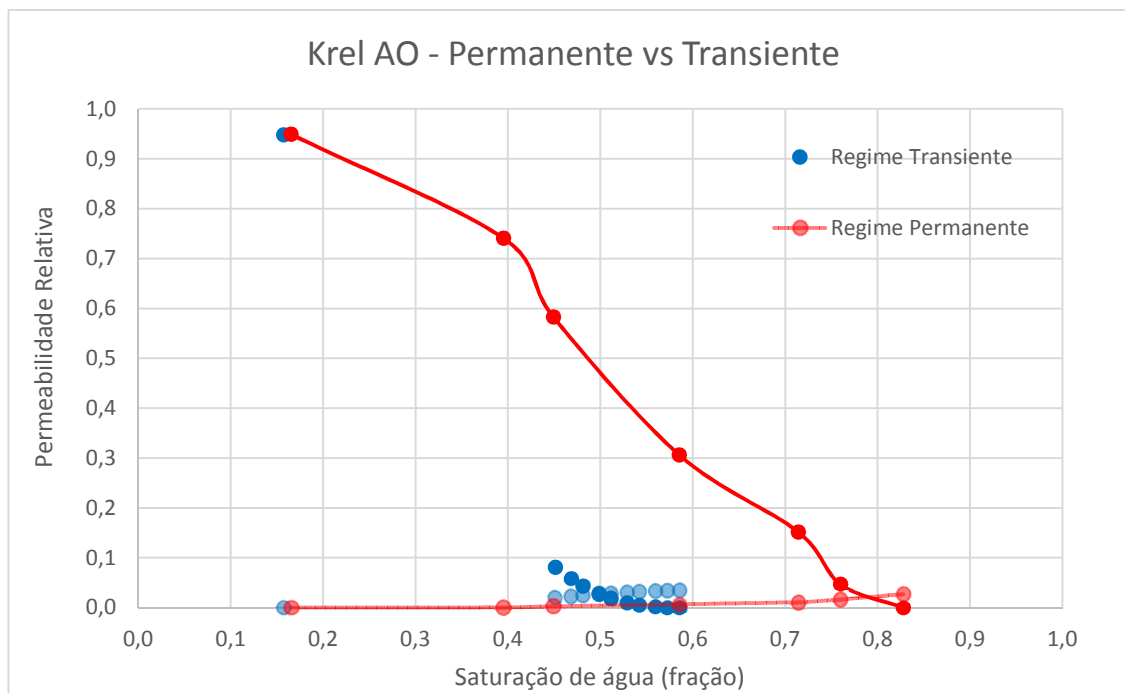


Figura 54 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo EMCA.

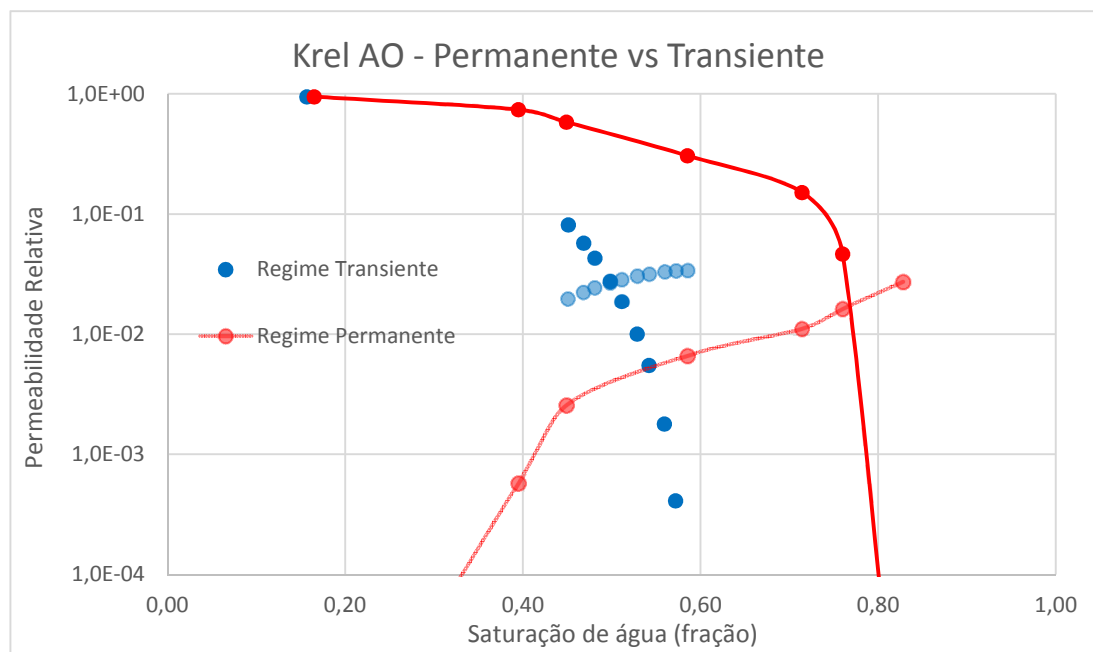


Figura 55 – Curvas de permeabilidade relativa em escala log obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo EMCA.

A Figura 56 apresenta as curvas de fluxo fracionário obtidas para cada método. Com estas curvas, é possível concluir que, numa escala de reservatório, o *breakthrough* de água aconteceria em uma saturação de água mais elevada e consequentemente em um tempo mais tardio para o regime permanente do que para o transiente.

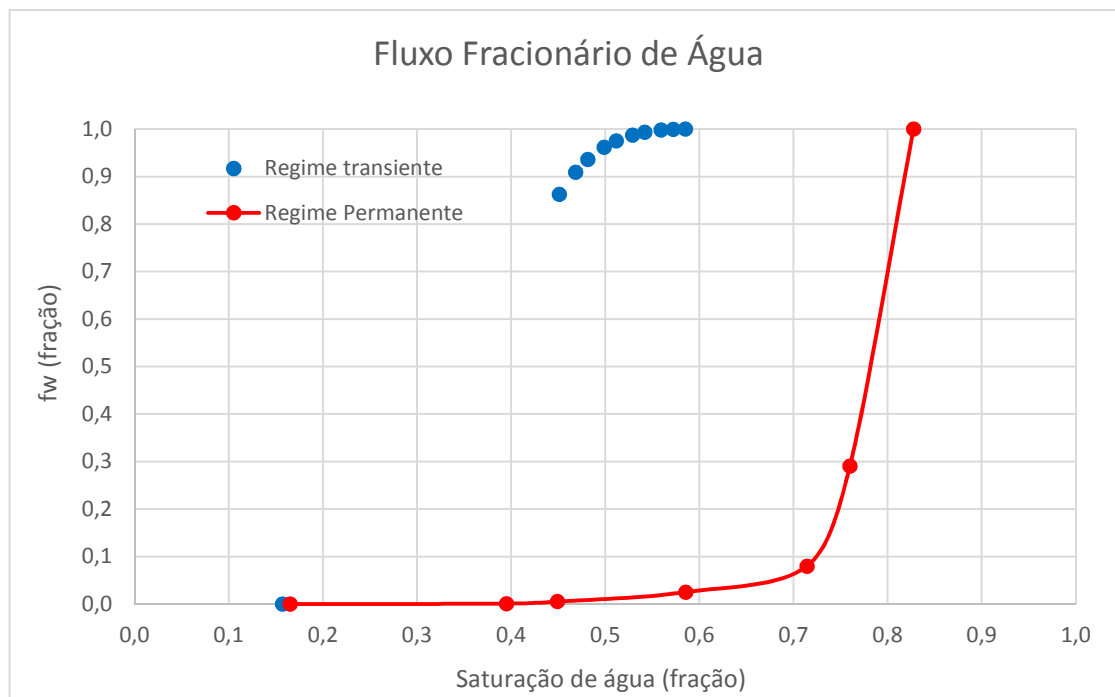


Figura 56 – Curvas de fluxo fracionário obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra A, óleo EMCA.

Tendo em vista, os resultados obtidos para os dois tipos diferentes de regime de escoamento, pode-se concluir que o regime permanente se apresenta mais otimista quando empregado no modelo de fluxo, visto que a curva de permeabilidade relativa à água apresenta valores inferiores para este regime, indicando que a água demoraria mais tempo para chegar ao poço produtor e apresentaria uma vazão mais baixa.

#### 4.1.3. COMPARAÇÃO UNIPAR VS EMCA - AMOSTRA A

##### 4.1.3.1. Regime transiente

A Figura 57 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para amostra A em regime transiente, tanto se utilizando óleo mineral UNIPAR, como óleo mineral EMCA. Observa-se que os resultados são bem distintos. Nota-se que, para o óleo mineral EMCA, o ponto terminal de permeabilidade relativa à água apresenta valor inferior ao obtido para o óleo mineral UNIPAR.

Nota-se também que o valor de saturação de óleo residual é menor para o óleo mineral UNIPAR. Como se trata de uma razão de viscosidade baixa, é possível que tenha ocorrido um fluxo pistão, favorecendo o maior varrido da amostra. Como o óleo mineral EMCA é mais viscoso, é possível que a água tenha “furado” este óleo, levando a um deslocamento ineficiente deste óleo.

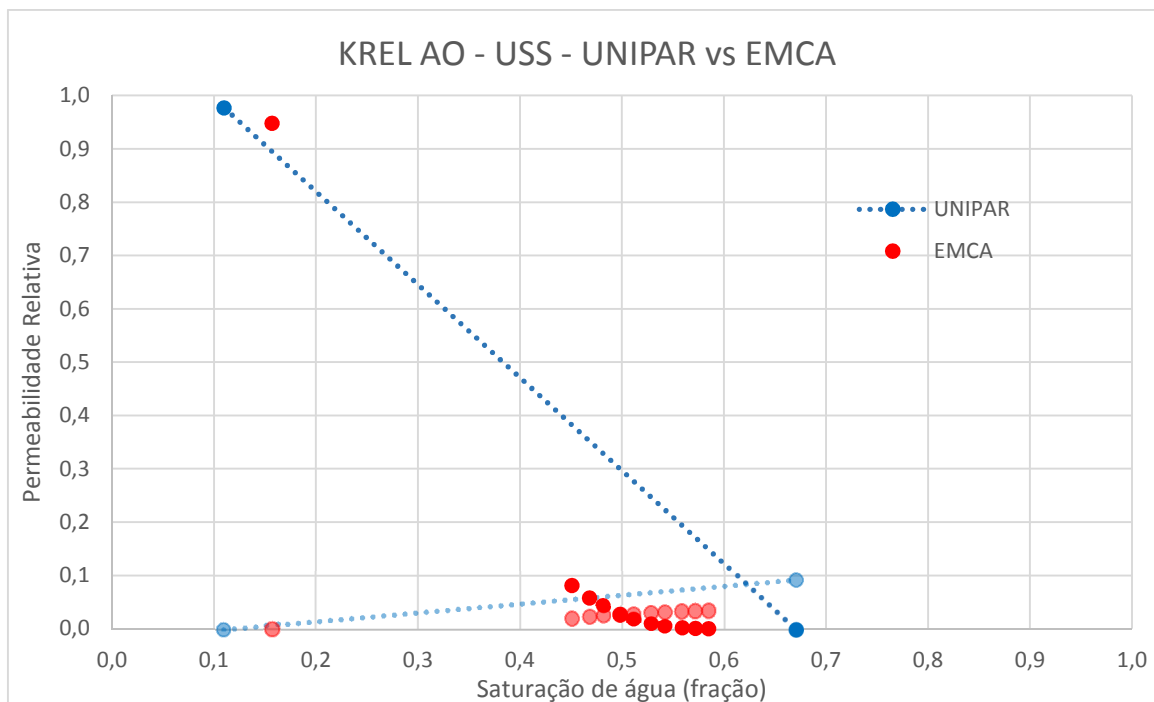


Figura 57 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostra A, óleo UNIPAR e EMCA.

#### 4.1.3.2. Regime permanente

A Figura 58 e a Figura 59 apresentam as curvas de permeabilidade relativa obtidas para amostra A em regime permanente, tanto se utilizando óleo mineral UNIPAR, como óleo mineral EMCA. A Figura 59 é mostrada em escala log para melhor visualização das curvas. Observa-se que os resultados são bem distintos. Nota-se que os pontos terminais de permeabilidade relativa à água e óleo apresentam valores próximos. Por outro lado, os valores de saturação de óleo residual foram bem diferentes, sendo o valor quando utilizado óleo mineral EMCA inferior ao quando utilizado óleo mineral UNIPAR. Este é um resultado atípico, pois devido as razões de viscosidade empregadas, se esperaria um valor menor quando empregado óleo mineral UNIPAR. No entanto, não foi possível identificar os motivos para este comportamento.

Também foi possível observar que a forma das curvas de permeabilidade relativa ao óleo se apresentaram diferentes. A forma das curvas de permeabilidade relativa à água se assemelha bastante.

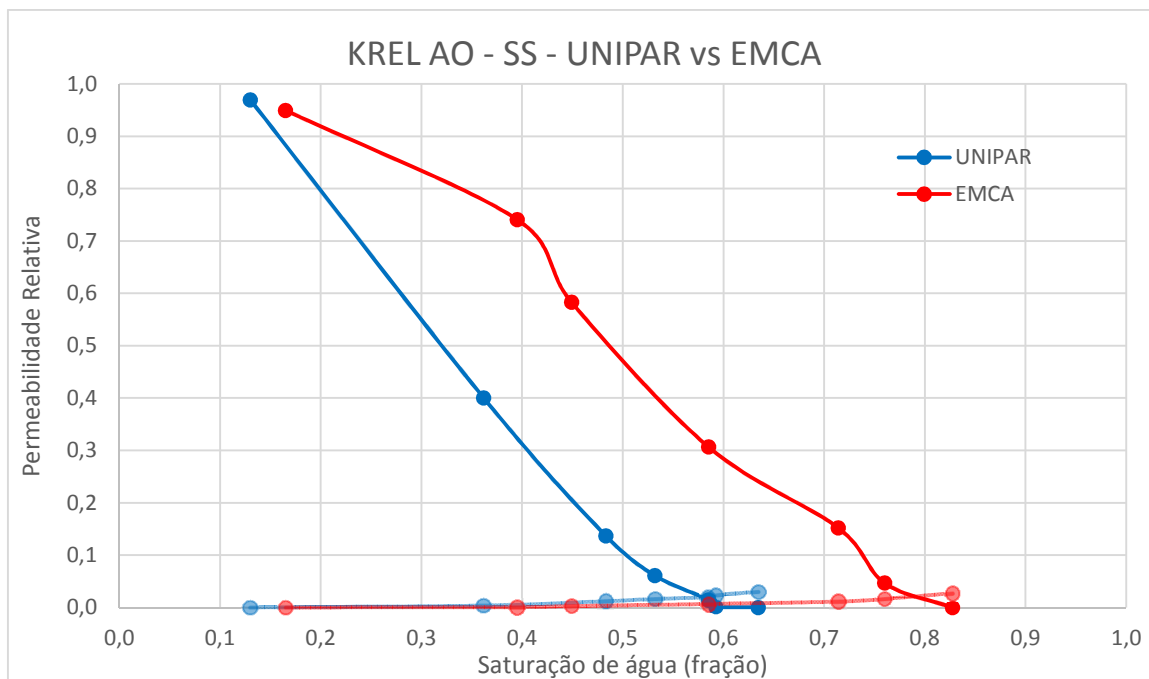


Figura 58 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostra A, óleo UNIPAR e EMCA.

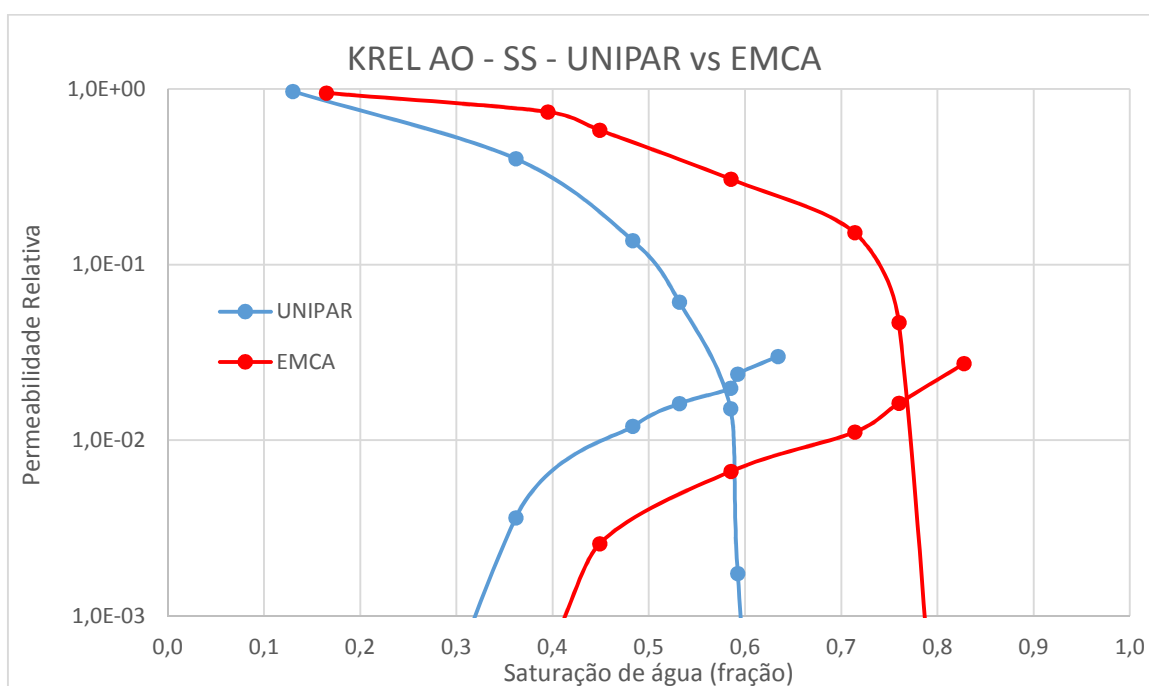


Figura 59 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostra A, óleo UNIPAR e EMCA (escala log).

## 4.2. GRÁFICOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA B

### 4.2.1. UTILIZANDO ÓLEO MINERAL UNIPAR

Na Figura 60 são mostrados os pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente por ajuste de histórico dos dados de produção e de diferencial de pressão da Figura 42 e as curvas obtidas em regime permanente através dos dados de diferencial de pressão da Figura 45. Ambos os métodos foram empregados em condição de laboratório e utilizando-se óleo mineral UNIPAR como fluido deslocado. Observa-se que os pontos terminais apresentam valores próximos para os dois regimes de fluxo, com o ponto terminal do regime transiente um pouco menor do que o regime permanente.

O valor de saturação de água inicial é cerca de 6% menor para o regime permanente. Como esta amostra passou por diversos ensaios e processos de limpeza, é possível que esta manipulação tenha alterado ligeiramente a estrutura porosa da amostra, o que pode ter levado a uma saturação de água um pouco menor. Outra possibilidade é o próprio erro de leitura do equipamento da centrífuga, devido a graduação do copo em que é feita a leitura do volume.

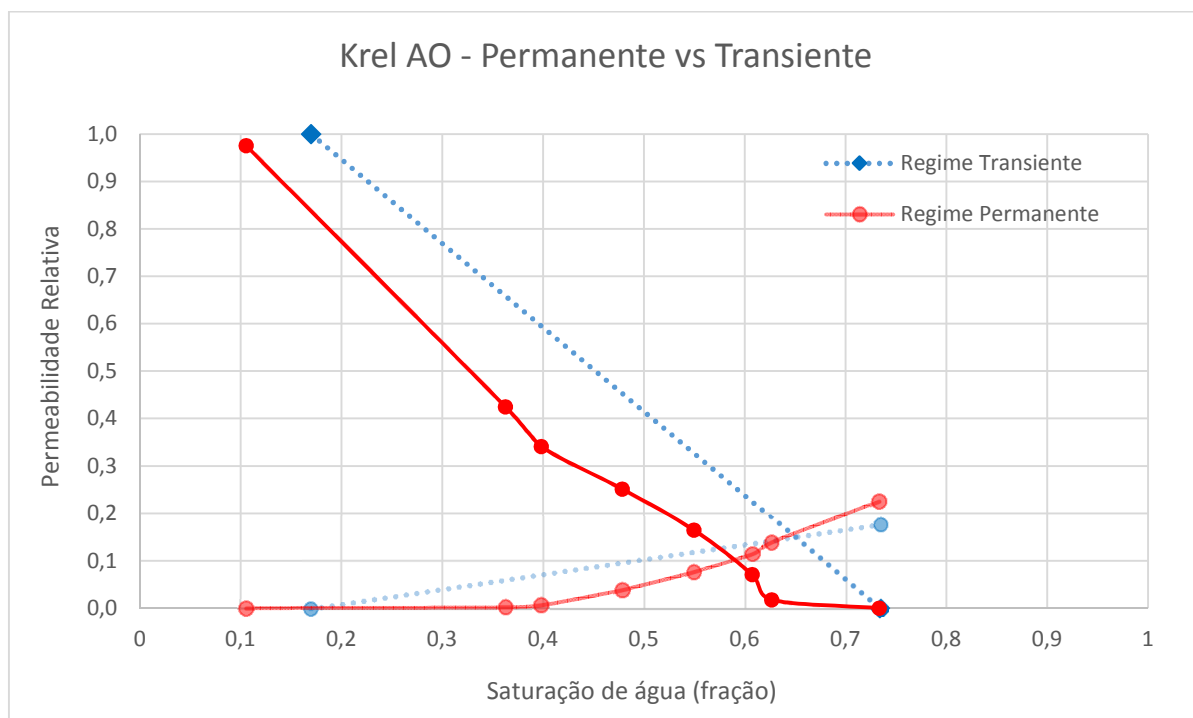


Figura 60 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra B, óleo UNIPAR.

Tendo em vista, os resultados obtidos para os dois tipos diferentes de regime de escoamento, pode-se concluir, observando-se apenas o ponto terminal de água, que o



regime transiente se apresenta ligeiramente mais otimista quando empregado no modelo de fluxo, visto que o ponto terminal de permeabilidade relativa à água apresenta valor inferior para este regime, indicando que a água demoraria mais tempo para chegar ao poço produtor e apresentaria uma vazão mais baixa.

#### 4.2.2. UTILIZANDO ÓLEO MINERAL EMCA

Na Figura 61 são mostradas as curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente por ajuste de histórico dos dados de produção e de diferencial de pressão da Figura 42 e as curvas obtidas em regime permanente através de cálculo direto utilizando a lei de Darcy com os dados de diferencial de pressão da Figura 47. Ambas os métodos foram empregados em condição de laboratório e utilizando-se óleo mineral EMCA como fluido deslocado. Observa-se que os resultados são bem distintos. Nota-se que, para o regime permanente, a curva de permeabilidade relativa à água apresenta valores inferiores aos obtidos para o regime transiente, enquanto a curva de permeabilidade relativa ao óleo apresenta valores superiores.

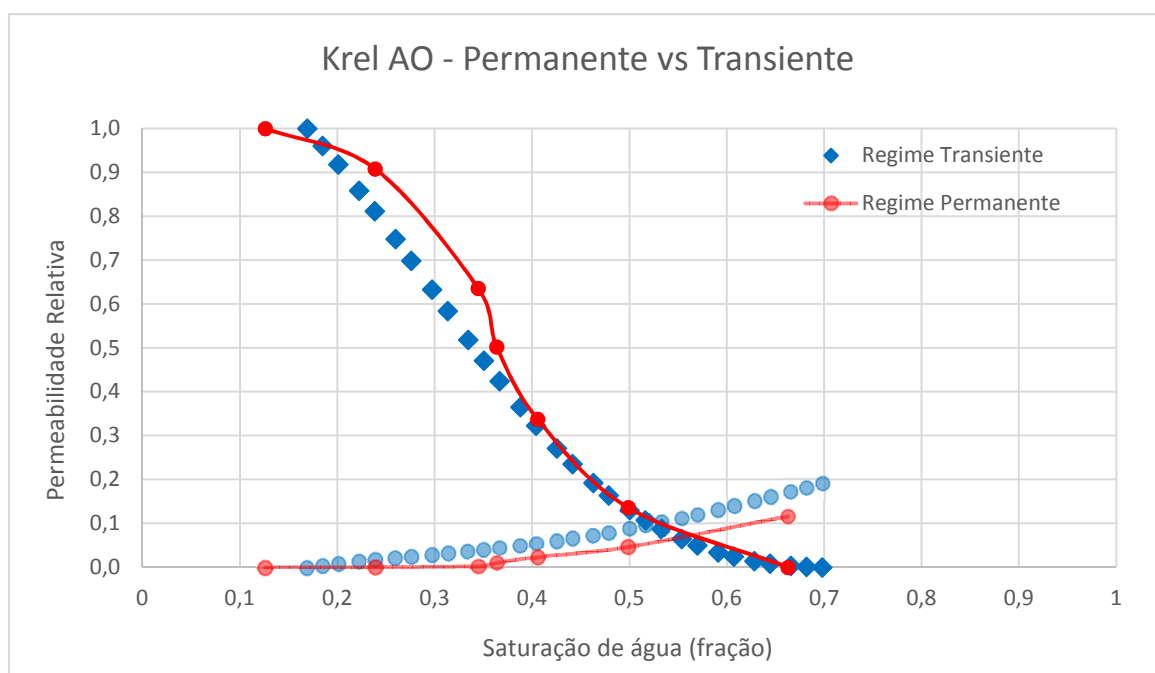


Figura 61 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra B, óleo EMCA.

A Figura 62 apresenta as curvas de fluxo fracionário obtidas para cada método. Com estas curvas, é possível concluir que, numa escala de reservatório, o *breakthrough* de água aconteceria em uma saturação mais elevada e conseqüentemente em um tempo mais tardio para o regime permanente do que para o transiente.

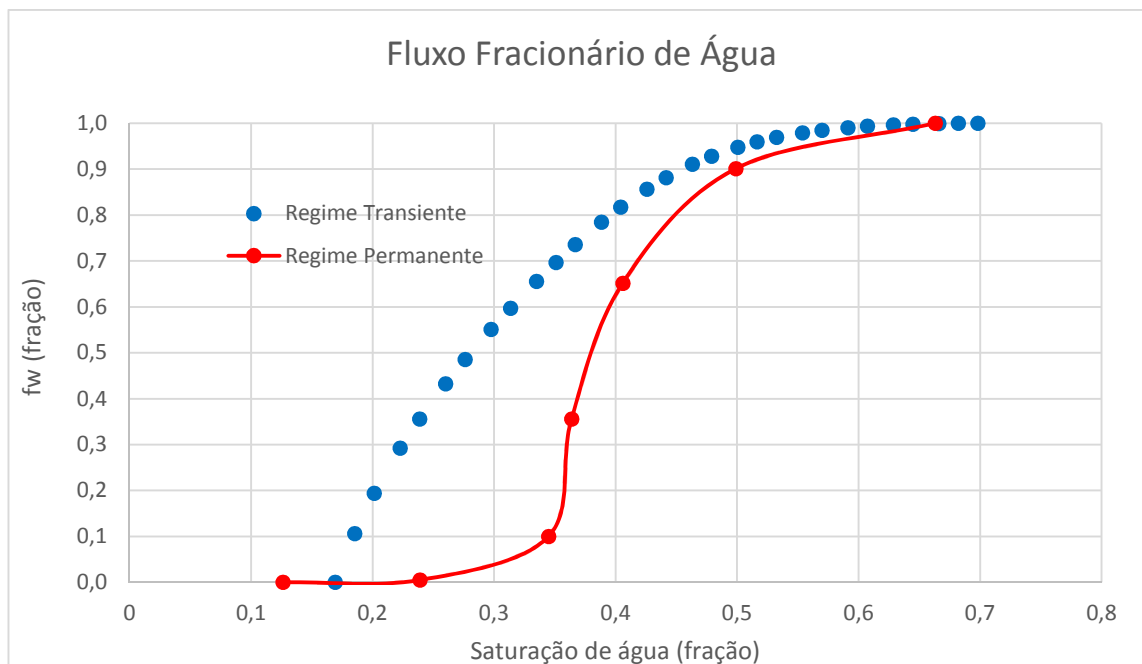


Figura 62 – Curvas de fluxo fracionário obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra B, óleo EMCA.

Tendo em vista, os resultados obtidos para os dois tipos diferentes de regime de escoamento, pode-se concluir que o regime permanente se apresenta mais otimista quando empregado no modelo de fluxo, visto que a curva de permeabilidade relativa à água apresenta valores inferiores para este regime, indicando que a água demoraria mais tempo para chegar ao poço produtor e apresentaria uma vazão mais baixa.

#### 4.2.3. COMPARAÇÃO UNIPAR vs EMCA - AMOSTRA B

##### 4.2.3.1. Regime transiente

A Figura 63 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para amostra B em regime transiente, tanto se utilizando óleo mineral UNIPAR, como óleo mineral EMCA. Observa-se que os pontos terminais de permeabilidade relativa à água e ao óleo apresentaram valores próximos.

Nota-se também que o valor de saturação de óleo residual é um pouco menor para o óleo mineral UNIPAR. Como se trata de uma razão de viscosidade baixa, é possível que tenha ocorrido um fluxo pistão, favorecendo o maior varrido da amostra. Uma outra possível explicação para essa diferença de aproximadamente 3 pontos percentuais na saturação de óleo residual pode ser o erro da medida inerente ao processo.

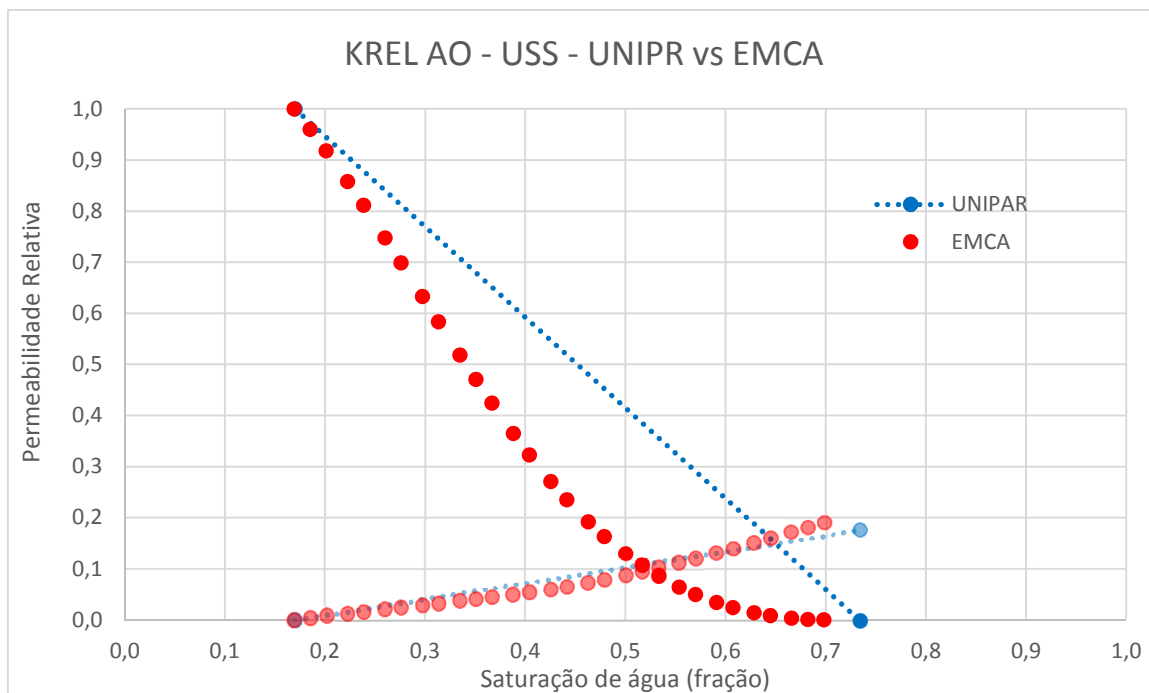


Figura 63 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostra B, óleo UNIPAR e EMCA.

#### 4.2.3.2. Regime permanente

A Figura 64 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para amostra B em regime permanente, tanto se utilizando óleo mineral UNIPAR, como óleo mineral EMCA. Observa-se que os pontos terminais de permeabilidade relativa à água apresentaram valores distintos. Além disso, a forma das curvas de permeabilidade relativa ao óleo se apresentaram diferentes. A forma das curvas de permeabilidade relativa à água se assemelha bastante.

Nota-se que o valor de saturação de óleo residual é menor para o óleo mineral UNIPAR. Como se trata de uma razão de viscosidade baixa, é possível que o varrido tenha sido mais eficiente para este tipo de óleo.

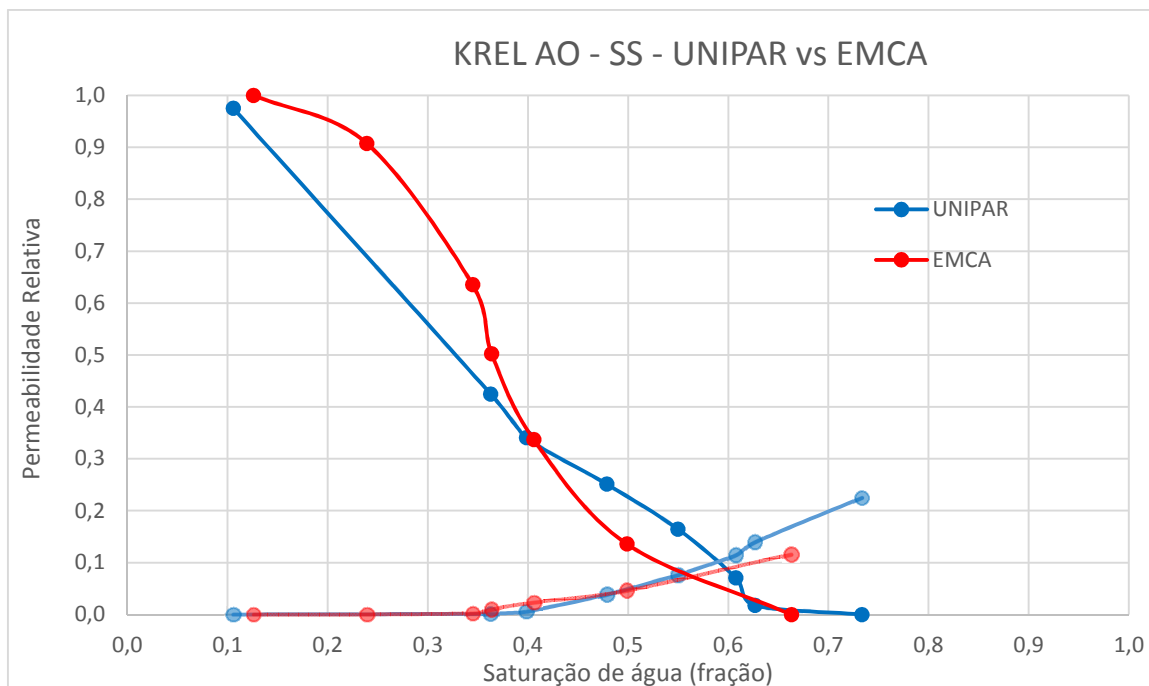


Figura 64 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostra B, óleo UNIPAR e EMCA.

#### 4.2.4. COMPARAÇÃO AMOSTRA A VS AMOSTRA B – REGIME TRANSIENTE

##### 4.2.4.1. Utilizando óleo mineral UNIPAR

A Figura 65 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A e B em regime transiente utilizando óleo mineral UNIPAR. Observa-se que os valores dos pontos terminais de permeabilidade relativa à água e óleo apresentaram valores inferiores para amostra A.

As duas amostras são de arenito e são homogêneas. No entanto, a amostra A possui permeabilidade absoluta inferior a amostra B, ou seja, apresenta gargantas de poros menores, o que dificulta o fluxo. Estas gargantas de poros menores podem estar influenciando a permeabilidade relativa desta amostra, gerando valores menores de permeabilidade relativa para amostra A, que apresente menor permeabilidade absoluta.

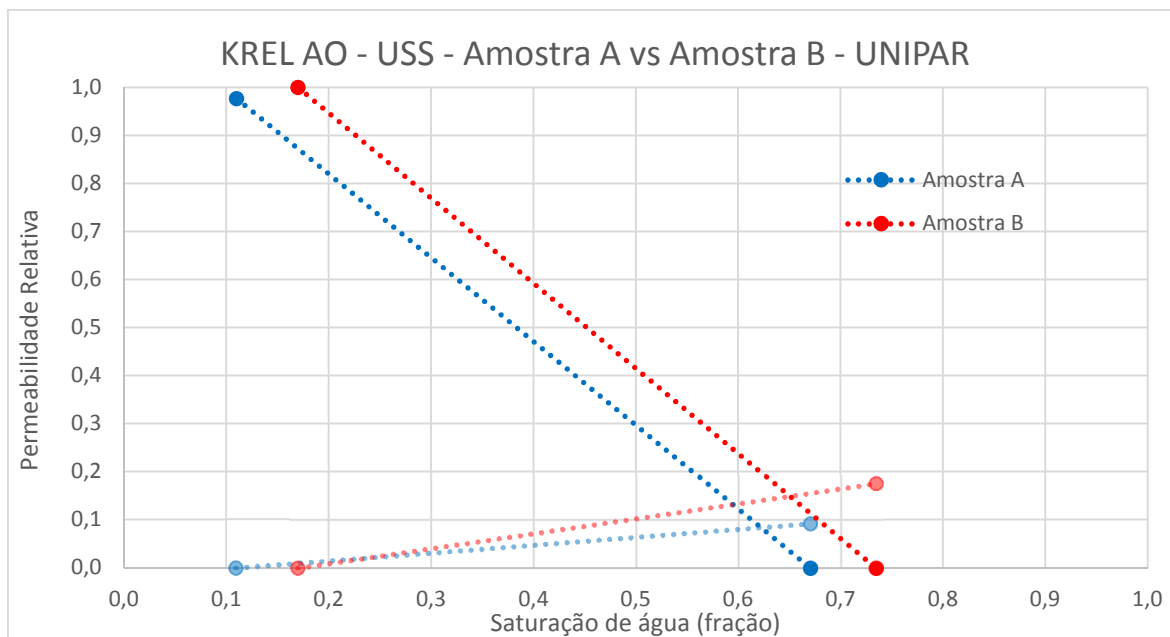


Figura 65 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A e B, óleo UNIPAR.

#### 4.2.4.2. Utilizando óleo mineral EMCA

A Figura 66 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A e B em regime transiente utilizando óleo mineral EMCA. Observa-se que as curvas de permeabilidade relativa à água e óleo apresentaram valores inferiores para amostra A.

As duas amostras são de arenito e são homogêneas. No entanto, a amostra A possui permeabilidade absoluta inferior a amostra B, ou seja, apresenta gargantas de poros menores, o que dificulta o fluxo. Estas gargantas de poros menores podem estar influenciando a permeabilidade relativa desta amostra, gerando valores menores de permeabilidade relativa para amostra A, que apresente menor permeabilidade absoluta, corroborando o que aconteceu também quando empregado óleo mineral UNIPAR.

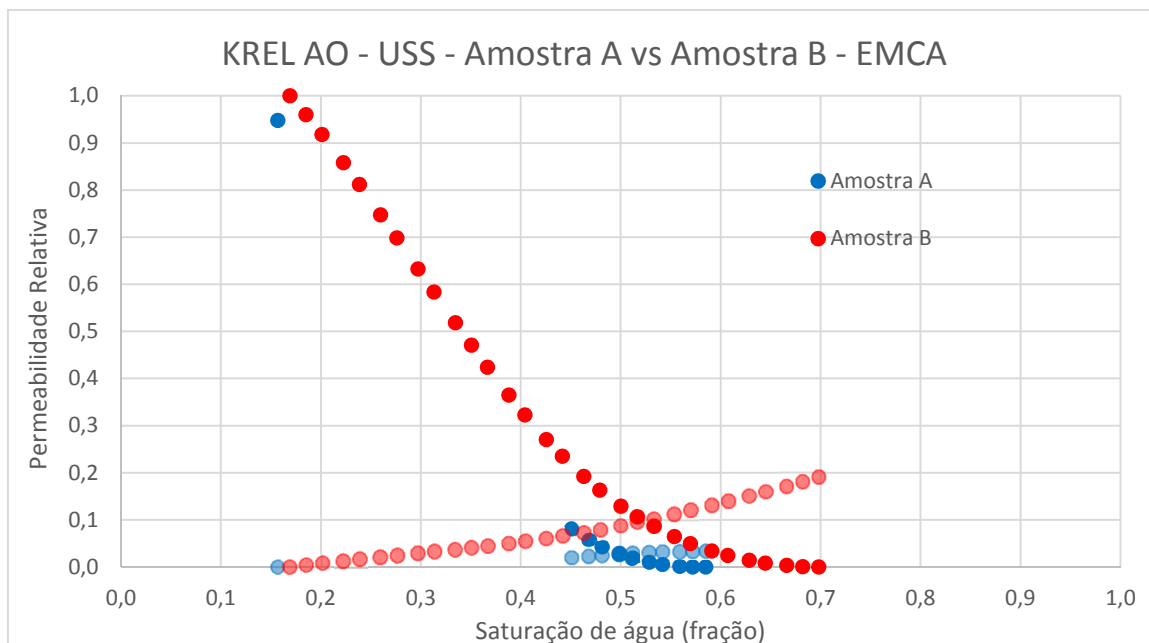


Figura 66 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A e B, óleo EMCA.

#### 4.2.5. COMPARAÇÃO AMOSTRA A VS AMOSTRA B – REGIME PERMANENTE

##### 4.2.5.1. Utilizando óleo mineral UNIPAR

A Figura 67 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A e B em regime permanente utilizando óleo mineral UNIPAR. Observa-se que as curvas de permeabilidade relativa à água e óleo apresentaram valores inferiores para amostra A.

As duas amostras são de arenito e são homogêneas. No entanto, a amostra A possui permeabilidade absoluta inferior a amostra B, ou seja, apresenta gargantas de poros menores, o que dificulta o fluxo. Estas gargantas de poros menores podem estar influenciando a permeabilidade relativa desta amostra, gerando valores menores de permeabilidade relativa para amostra A, que apresente menor permeabilidade absoluta, corroborando o que aconteceu também quando empregado o regime transiente.

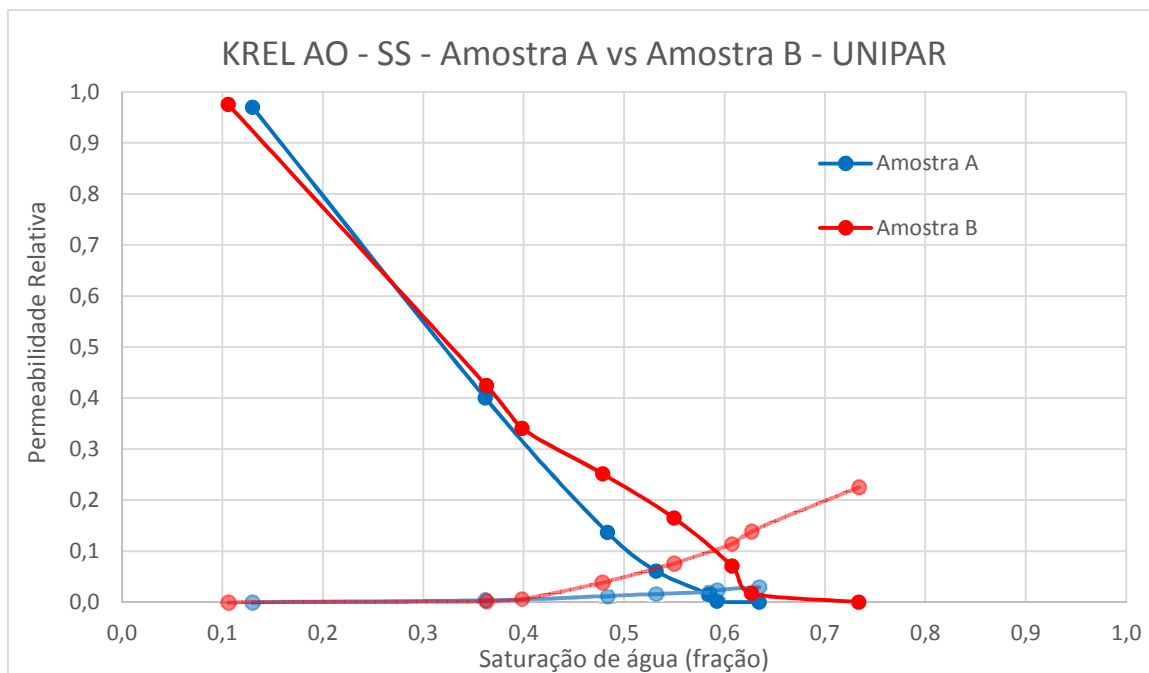


Figura 67 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A e B, óleo UNIPAR.

#### 4.2.5.2. Utilizando óleo mineral EMCA

A Figura 68 e Figura 69 apresentam as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A e B em regime transiente utilizando óleo mineral EMCA. A Figura 69 é mostra em escala log para melhor visualização das curvas. Observa-se que as curvas de permeabilidade relativa à água e óleo apresentaram valores inferiores para amostra A.

As duas amostras são de arenito e são homogêneas. No entanto, a amostra A possui permeabilidade absoluta inferior a amostra B, ou seja, apresenta gargantas de poros menores, o que dificulta o fluxo. Estas gargantas de poros menores podem estar influenciando a permeabilidade relativa desta amostra, gerando valores menores de permeabilidade relativa para amostra A, que apresente menor permeabilidade absoluta, corroborando o que aconteceu também quando empregado óleo mineral UNIPAR, tanto em regime transiente como permanente, e quando empregado óleo mineral EMCA em regime transiente.

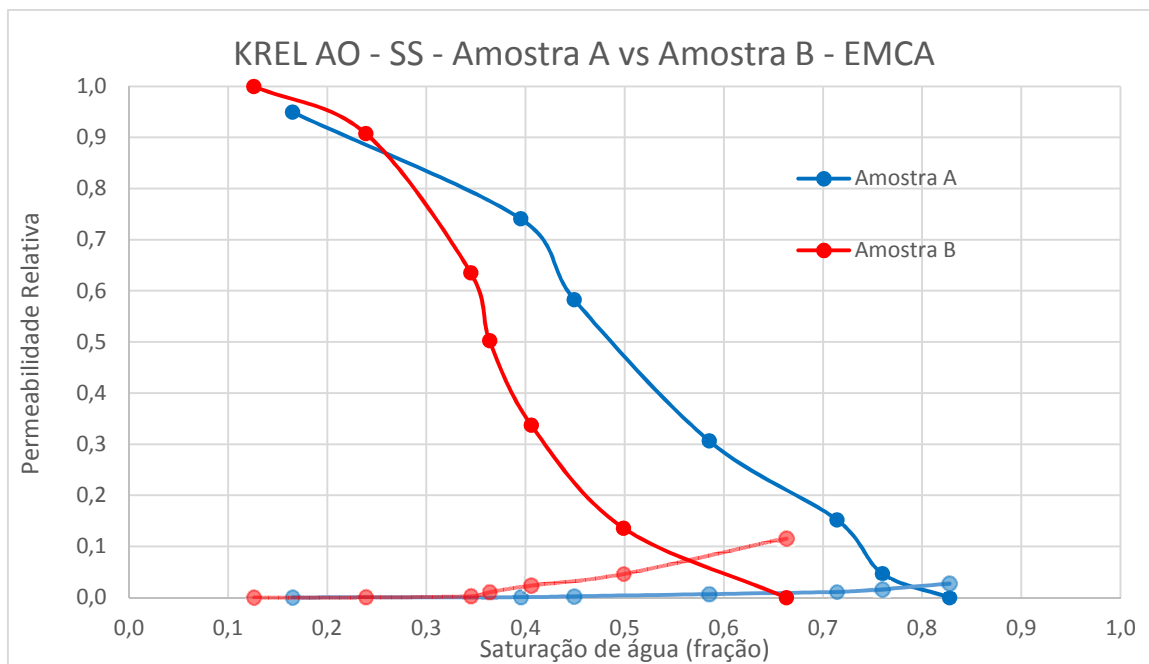


Figura 68 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A e B, óleo EMCA.

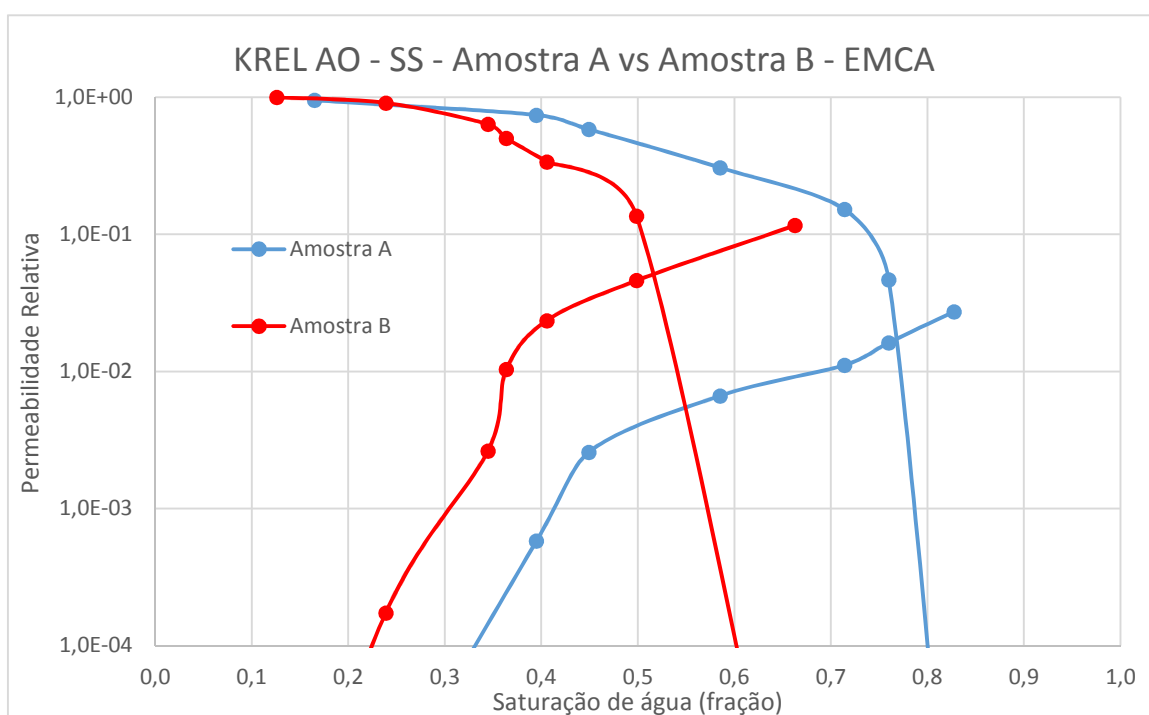


Figura 69 – Curvas de permeabilidade relativa, em escala logarítmica, obtidas em regime permanente, amostras A e B, óleo EMCA.

#### 4.3. GRÁFICOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA C

Na Figura 70 são mostradas as curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente por ajuste de histórico dos dados de produção e de diferencial de pressão da Figura 49 e as curvas obtidas em regime permanente através de cálculo direto



na lei de Darcy com os valores de diferencial de pressão da Figura 51. Ambos os métodos foram empregados em condição de semi-reservatório e utilizando-se óleo morto do reservatório como fluido deslocado. Observa-se que os resultados são bem distintos para ambas as curvas.

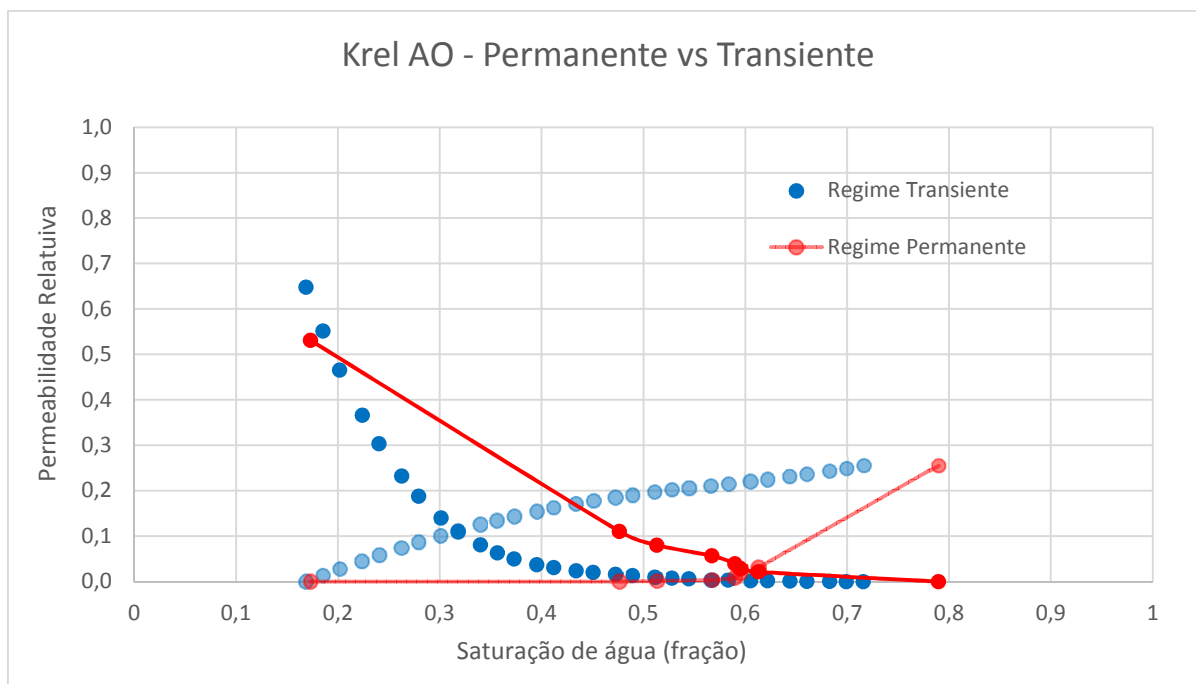


Figura 70 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra C.

Na Figura 71 são mostradas as curvas adimensionalizadas, de modo a se obter uma melhor visualização da diferença entre as curvas obtidas por cada regime de fluxo. É possível perceber que a curva de óleo obtida em regime permanente apresenta valores superiores aos obtidos em regime transiente, enquanto a curva de água do regime permanente apresenta valores inferiores aos obtidos no regime transiente.

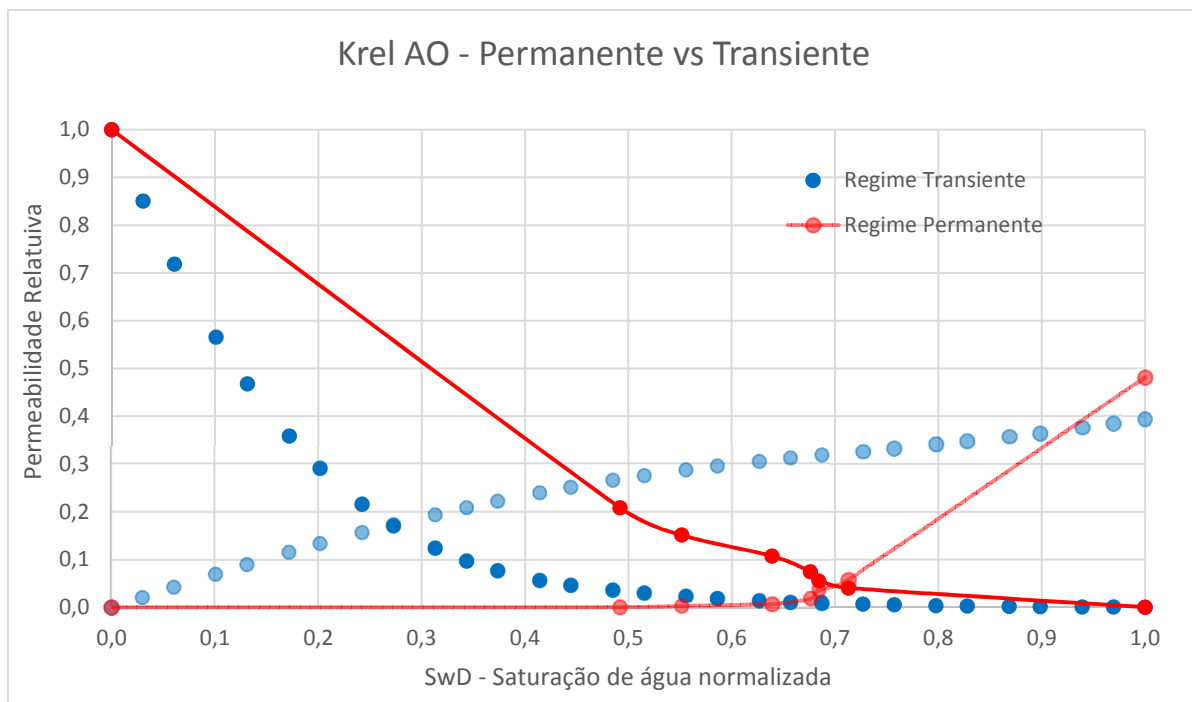


Figura 71 – Curvas de permeabilidade relativa adimensionalizadas obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra C.

A Figura 72 apresenta as curvas de fluxo fracionário obtidas para cada método. Com estas curvas, é possível concluir que, numa escala de reservatório, o *breakthrough* de água aconteceria em uma saturação de água mais elevada e consequentemente em um tempo mais tardio para o regime permanente do que para o transiente.

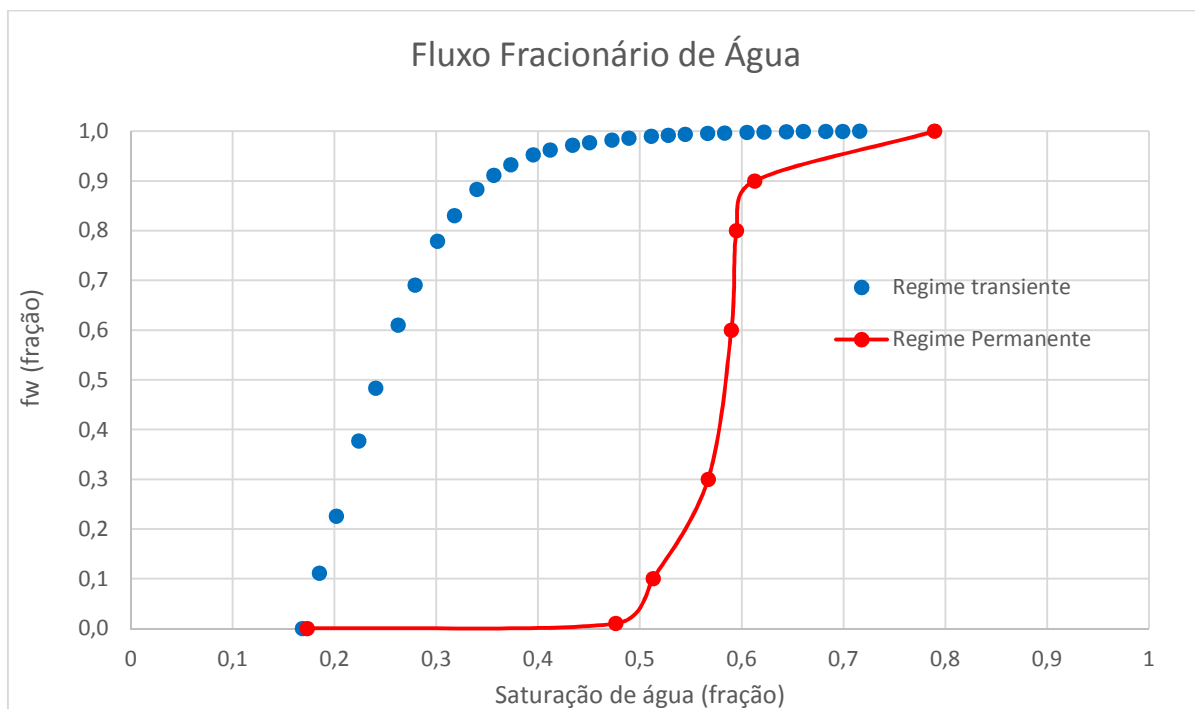


Figura 72 – Curvas de fluxo fracionário obtidas pelo método em regime transiente e permanente, amostra C.

Tendo em vista, os resultados obtidos para os dois tipos diferentes de regime de escoamento, pode-se concluir que o regime permanente se apresenta mais otimista quando empregado no modelo de fluxo, isso pois o óleo chegaria ao poço produtor numa vazão mais elevada e a produção seria adiantada, enquanto a água demoraria mais tempo para chegar e apresentaria uma vazão mais baixa.

#### 4.3.1. COMPARAÇÃO AMOSTRAS A X AMOSTRA B X AMOSTRA C

##### 4.3.1.1. Regime Transiente

A Figura 73 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A, B em regime transiente utilizando óleo mineral UNIPAR e as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras C em regime transiente utilizando óleo morto. Observa-se que o ponto terminal de permeabilidade relativa à água apresenta valor superior para amostra C, enquanto o ponto terminal de permeabilidade relativa ao óleo apresenta valor inferior. Isto pode ser explicado pelo processo de restauração de molhabilidade pelo qual a amostra C passou tornando-a mais molhável ao óleo.

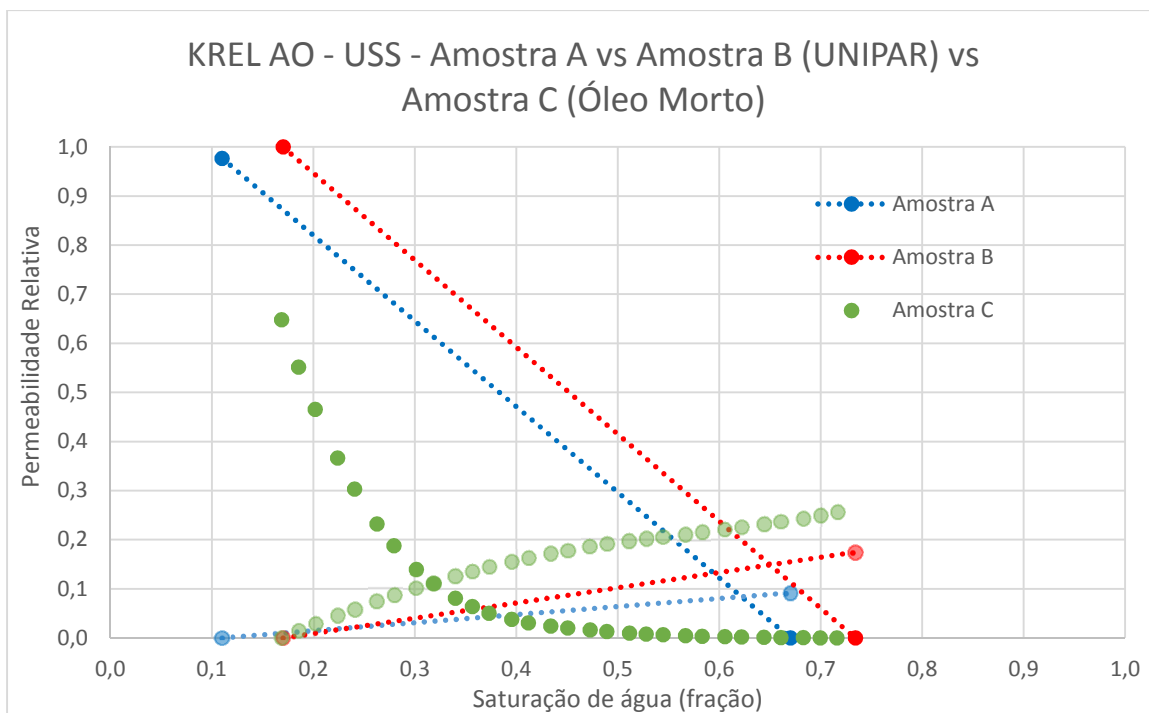


Figura 73 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A, B (UNIPAR) e C (óleo morto).

A Figura 74 apresenta as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A, B em regime transiente utilizando óleo mineral EMCA e as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras C em regime transiente utilizando óleo

morto. Observa-se que o ponto terminal de permeabilidade relativa à água apresenta valor superior para amostra C, enquanto o ponto terminal de permeabilidade relativa ao óleo apresenta valor inferior. Isto pode ser explicado pelo processo de restauração de molhabilidade pelo qual a amostra C passou tornando-a mais molhável ao óleo.

As amostras A e B são de arenito e são homogêneas, enquanto a amostra C é um carbonato heterogêneo. Nota-se que os valores da curva de permeabilidade relativa à água são superiores para amostra C enquanto os valores da curva de permeabilidade relativa ao óleo são inferiores.

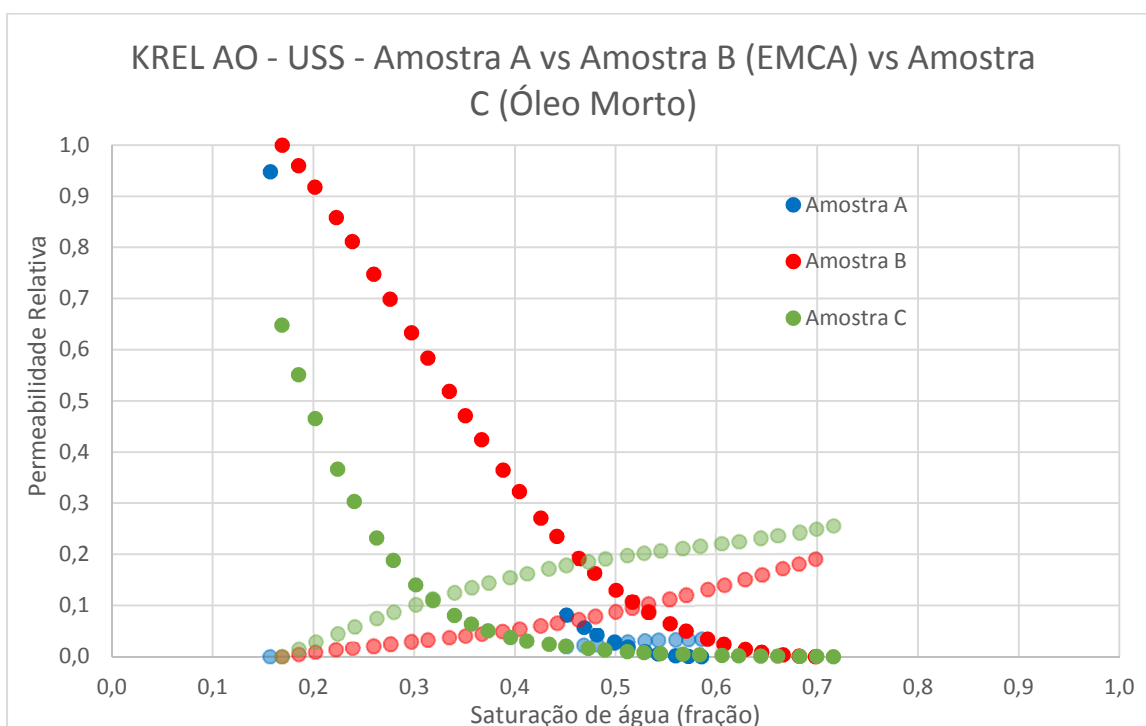


Figura 74 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime transiente, amostras A, B (EMCA) e C (óleo morto).

#### 4.3.1.2. Regime Permanente

A Figura 75 e Figura 76 apresentam as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A, B em regime permanente utilizando óleo mineral UNIPAR e as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras C em regime permanente utilizando óleo morto. A Figura 76 é mostra em escala log para melhor visualização das curvas.

As amostras A e B são de arenito e são homogêneas, enquanto a amostra C é um carbonato heterogêneo. Nota-se que os valores da curva de permeabilidade relativa à água são inferiores para grande parte da curva para amostra C.

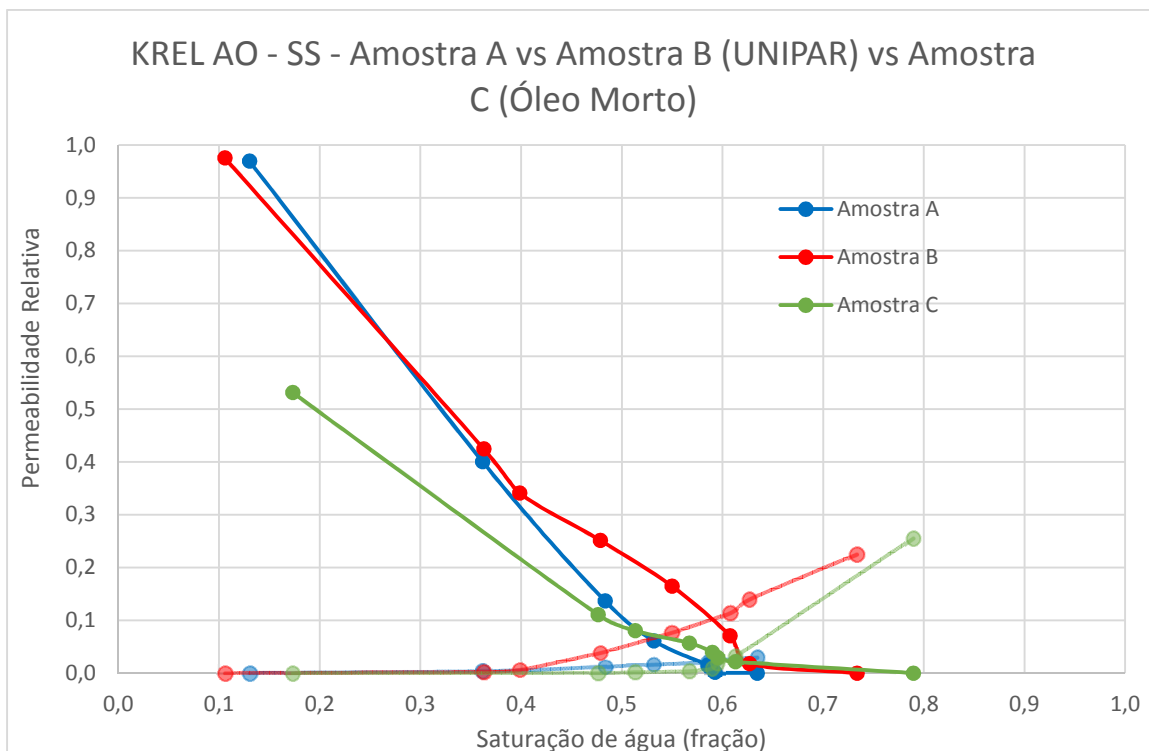


Figura 75 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A, B (UNIPAR) e C (óleo morto).

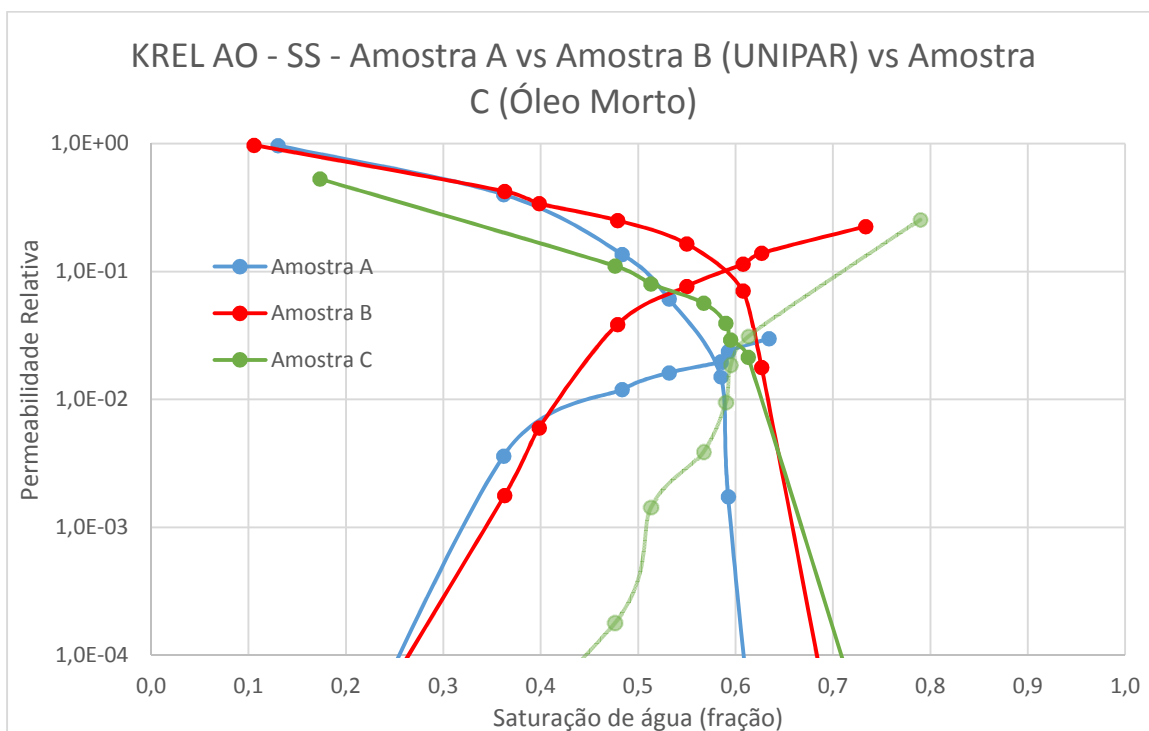


Figura 76 – Curvas de permeabilidade relativa em escala logarítmica obtidas em regime permanente, amostras A, B (UNIPAR) e C (óleo morto).

A Figura 77 e Figura 78 apresentam as curvas de permeabilidade relativa obtidas para as amostras A, B em regime permanente utilizando óleo mineral EMCA e as curvas

de permeabilidade relativa obtidas para as amostras C em regime permanente utilizando óleo morto. A Figura 78 é mostra em escala log para melhor visualização das curvas.

As amostras A e B são de arenito e são homogêneas, enquanto a amostra C é um carbonato heterogêneo. Nota-se que os valores da curva de permeabilidade relativa à água são inferiores para grande parte da curva para amostra C.

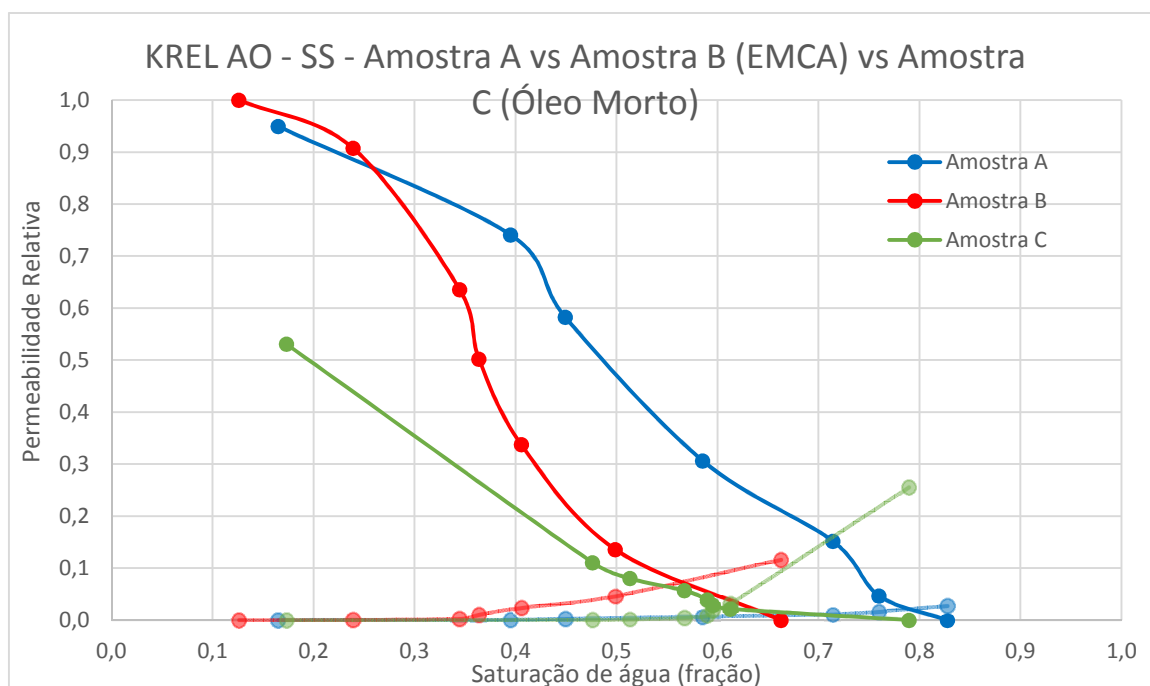


Figura 77 – Curvas de permeabilidade relativa obtidas em regime permanente, amostras A, B (EMCA) e C (óleo morto).

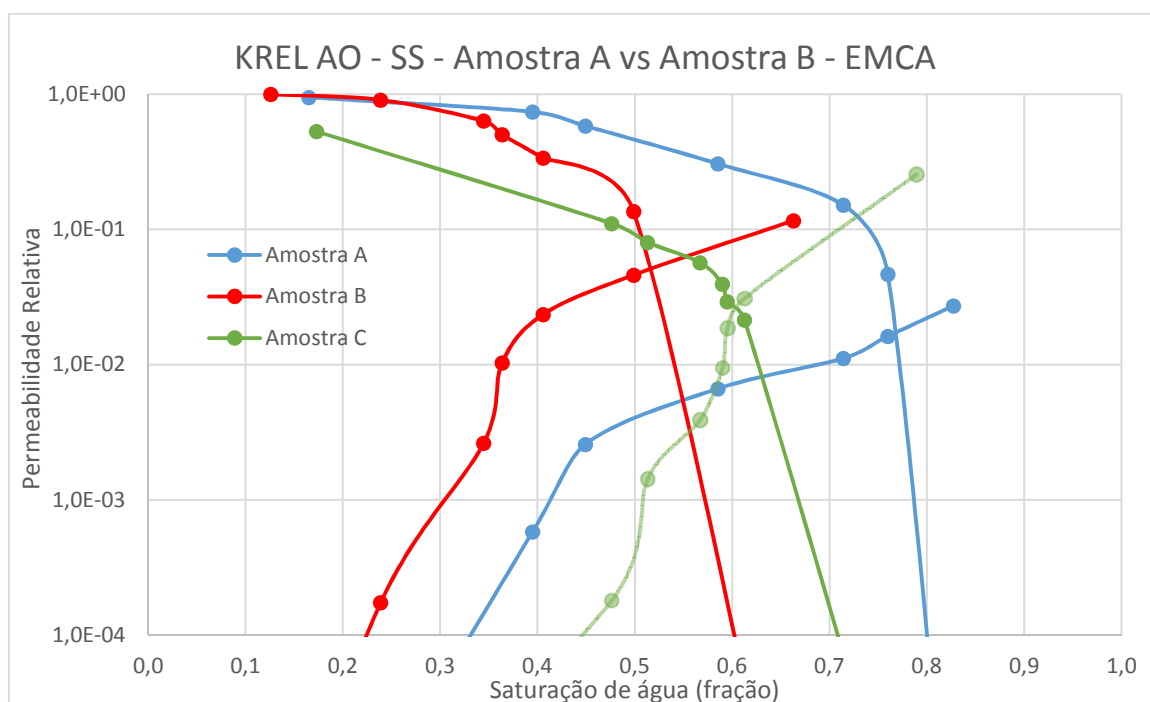


Figura 78 – Curvas de permeabilidade relativa em escala logarítmica obtidas em regime permanente, amostras A, B (EMCA) e C (óleo morto).

## 5. CONCLUSÕES

A amostra A, quando submetida a ensaios com óleo mineral UNIPAR, apresentou ponto terminal de permeabilidade relativa à água com valores inferiores quando se empregou o método em regime permanente. Sendo assim, o regime permanente apresentaria um cenário mais otimista na simulação de reservatório em comparação ao regime transiente.

A amostra A, quando submetida a ensaios com óleo mineral EMCA, apresentou curva de permeabilidade relativa à água com valores inferiores e curva de permeabilidade relativa ao óleo com valores superiores quando se empregou o método em regime permanente. Para este caso, observou-se uma grande diferença na saturação de óleo residual obtida por cada um dos métodos. No método em regime transiente, se obteve uma saturação de óleo residual maior, o que pode indicar um possível efeito de canalização no interior da amostra devido à alta viscosidade do óleo EMCA. Sendo assim, o regime permanente apresentaria um cenário mais otimista na simulação de reservatório em comparação ao regime transiente.

Na comparação entre os ensaios realizados na amostra A utilizando-se óleo mineral UNIPAR e EMCA em regime transiente, observou-se que o ponto terminal de permeabilidade relativa à água apresenta valor menor quando empregado óleo mineral EMCA. Observou-se também que a saturação de óleo residual é menor quando utilizado óleo mineral UNIPAR. Por se tratar de uma razão de viscosidade mais favorável, é possível que tenha ocorrido um fluxo pistão, favorecendo o maior varrido da amostra, enquanto no EMCA ocorreria um efeito de canalização dentro da amostra.

Na comparação entre os ensaios realizados na amostra A utilizando-se óleo mineral UNIPAR e EMCA em regime permanente, observou-se que os pontos terminais de permeabilidade relativa à água e ao óleo apresentaram valores próximos. No entanto, observou-se que o valor de saturação de óleo residual quando empregado óleo mineral EMCA foi menor do que quando empregado UNIPAR, o que foi um resultado atípico, visto que, devido as razões de viscosidade, seria esperado o contrário. Não foi possível identificar as causas para esta diferença. Foi possível observar também que a forma da curva de permeabilidade relativa ao óleo variou bastante entre um regime e outro, enquanto a curva de água se apresentou mais semelhante para os dois regimes.

A amostra B, quando submetida a ensaios com óleo mineral UNIPAR, apresentou pontos terminais de permeabilidade relativa à água com valores próximos para os dois regimes de fluxo.

A amostra B, quando submetida a ensaios com óleo mineral EMCA, apresentou curva de permeabilidade relativa à água com valores inferiores e curva de permeabilidade

relativa ao óleo com valores superiores quando se empregou o método em regime permanente. Sendo assim, o regime permanente apresentaria um cenário mais otimista na simulação de reservatório em comparação ao regime transiente.

Na comparação entre os ensaios realizados na amostra B utilizando-se óleo mineral UNIPAR e EMCA em regime transiente, observou-se que os pontos terminais de permeabilidade relativa à água e ao óleo apresentaram valores próximos para os dois regimes de fluxo.

Na comparação entre os ensaios realizados na amostra B utilizando-se óleo mineral UNIPAR e EMCA em regime permanente, observou-se que o ponto terminal de permeabilidade relativa à água apresentou maior valor quando empregado óleo mineral UNIPAR. Foi possível observar também que a forma da curva de permeabilidade relativa ao óleo variou bastante entre um regime e outro, enquanto a curva de água se apresentou mais semelhante para os dois regimes.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral UNIPAR em regime transiente apresentou resultados de pontos terminais de permeabilidade relativa à água com valores inferiores para amostra A. As duas amostras são arenitos bem consolidados e homogêneos. No entanto, a amostra A apresenta permeabilidade absoluta menor que amostra B, o que pode estar levando a valores menores de permeabilidade relativa, devido as menores gargantas de poros restringindo o fluxo.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral EMCA em regime transiente apresentou resultados de permeabilidade relativa à água e ao óleo com valores inferiores para amostra A, corroborando os resultados de pontos terminais encontrados para o ensaio com UNIPAR em regime transiente.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral UNIPAR em regime permanente apresentou resultados de permeabilidade relativa à água e ao óleo com valores inferiores para amostra A, corroborando os resultados encontrados nos ensaios em regime transiente.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral EMCA em regime permanente apresentou resultados de permeabilidade relativa à água e ao óleo com valores inferiores para amostra A, corroborando os resultados encontrados nos ensaios utilizando óleo mineral UNIPAR, tanto em regime transiente como permanente, e quando utilizado óleo mineral EMCA em regime transiente.

A amostra C, quando submetida a ensaios com restauração de molhabilidade, apresentou curvas de permeabilidade relativa à água com valores superiores e curvas de permeabilidade relativa ao óleo com valores inferiores quando empregado o regime



permanente. Sendo assim, o regime permanente apresentaria um cenário mais otimista na simulação de reservatório em comparação ao regime transiente.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral UNIPAR em regime transiente e para amostra C utilizando óleo morto e regime transiente apresentou resultados de ponto terminal de permeabilidade relativa à água com valores superiores e ponto terminal de permeabilidade relativa ao óleo com valores inferiores para amostra C. Isto pode ser explicado pelo processo de restauração de molhabilidade pelo qual a amostra C passou, que a tornou mais molhável ao óleo.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral EMCA em regime transiente e para amostra C utilizando óleo morto e regime transiente apresentou resultados de curvas permeabilidade relativa à água com valores inferiores para amostra C. Como as amostras A e B são arenitos bem consolidados e homogêneos, enquanto a amostra C se trata de um carbonato heterogêneo e, considerando-se o modelo de Crotti (2004), este efeito é esperado devido a maior heterogeneidade da amostra C.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral UNIPAR em regime permanente e para amostra C utilizando óleo morto e regime permanente apresentou resultados de curvas permeabilidade relativa à água com valores inferiores em grande parte da curva para amostra C. Como as amostras A e B são arenitos bem consolidados e homogêneos, enquanto a amostra C se trata de um carbonato heterogêneo e, considerando-se o modelo de Crotti (2004), este efeito é esperado devido a maior heterogeneidade da amostra C.

A comparação entre as amostras A e B utilizando óleo mineral UNIPAR em regime permanente e para amostra C utilizando óleo morto e regime permanente apresentou resultados de curvas permeabilidade relativa à água com valores inferiores em grande parte da curva para amostra C, corroborando o resultado encontrado quando empregado óleo mineral UNIPAR em regime permanente.

De uma maneira geral, pelos resultados obtidos, pode-se inferir que o método em regime permanente gera curvas de permeabilidade relativa mais otimistas do que o método em regime transiente. O método em regime permanente gera curvas de permeabilidade relativa à água com valores inferiores e curvas de permeabilidade relativa ao óleo com valores superiores, o que indicaria uma chegada de água mais tardia e com uma vazão mais baixa no poço produtor.

Além disso, pode-se inferir que a razão de viscosidade possui grande impacto nas curvas de permeabilidade relativa, principalmente no formato da curva de permeabilidade relativa ao óleo.

Dos resultados obtidos da comparação entre as amostras A e B, pode-se inferir que a permeabilidade absoluta tem um impacto significativo nas curvas de permeabilidade relativa. Além disso, a heterogeneidade da amostra corroborou o modelo de Crotti (2004), tendo um impacto significativo nas curvas obtidas por cada regime de fluxo.

Para se chegar a conclusões finais, se faz necessário, além da realização de mais ensaios, entender a física envolvida em cada um dos processos, de modo a se poder afirmar qual método é mais representativo e qual deve ser utilizado na simulação em escala de reservatórios.

Como proposta para trabalhos futuros, sugere-se:

- Realizar simulações em um modelo simples de reservatório, de modo a se verificar o impacto que cada método de obtenção das curvas de permeabilidade relativa teria nas curvas de produção e de diferencial de pressão, além do impacto econômico de cada um dos métodos.
- Realizar ensaios com acompanhamento microtomográfico, de modo a se visualizar como o fluxo está ocorrendo dentro da amostra em cada um dos métodos, tentando entender a física envolvida em cada processo. Com isso, seria possível inferir qual método é o mais representativo e deve ser empregado na simulação de reservatórios.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALEMÁN, M.A., RAMAMOHAN, T.R., SLATTERY, J.C. “The Difference Between Steady-State and Unsteady-State Relative Permeability”. **Transport in Porous Media** 4: 449-493, 1989.

ANDERSON, W. G. “Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability”. **Journal of Petroleum Technology**, pp. 1454-1468, November, 1987.

BENNER, F. C. e BARTELL, F. E. “The Effect of Polar Impurities upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production”. **Drilling and Production Practices, American Petroleum Institute**, 1941

BENTSEN, R.G., ANLIE, J. “Using Parameter Estimation Techniques to Convert Centrifuge Data into a Capillary Pressure Curve”. **Trans. A.I.M.E., American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, n. 56, 1977.

BRAUN, E.M., BLACKWELL, R.J. “A Steady-State Technique for Measuring Oil-Water Relative Permeability Curves at Reservoir Conditions”. **SPE** 10155, 1981.

BUCKLEY, S.E. e LEVERETT, M.C. “Mechanism of Fluid Displacement in Sands”. **Trans. A.I.M.E., American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, pp. 107-116, 1942.

BURDINE, N. T. “Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution”. **Trans. A.I.M.E., American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, pp. 71-78, n. 198, 1953.

COMPAN, A. L. M. “Determinação de Classes de Permeabilidade Relativa de Reservatórios de Petróleo Utilizando Processo de Otimização Heurístico Associado a Método de Agrupamento”. **Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ**, Rio de Janeiro, 2015.

CHIERICI, G. L. “Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities”. In: **Society of Petroleum Engineers Journal**, pp. 275-276, June, 1984.

COREY, A. T. "The Interrelation Between Gás and Oil Relative Permeabilities". **Producers Monthly**, pp. 38-41, November, 1954.

CROTTI, M. A. "Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos". Pp. 97-115, Argentina, 2004.

DAKE, L. "The Practice of Reservoir Engineering". Ed Elsevier, pp. 383, 2001.

DARCY, Henry. "Les fontaines publiques de la Ville de Dijon". Paris: Victor Dalmont, pp. 647, 1856.

CRUZ, D. A. "Estudo das Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo Considerando o Efeito de Forças Capilares na Produção Adicional de Óleo". **Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ**, Rio de Janeiro, 2015.

ELERI, O.O., GRAUE, A., SKAUGE, A. "Steady-State and Unsteady-State Two-Phase Relative Permeability Hysteresis and Measurements of Three-Phase Relative Permeabilities Using Imaging Techniques". **SPE-30764**, 1995.

FAERSTEIN, M. "Impactos da Molhabilidade da Rocha na Produção e Recuperação". **Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ**, Rio de Janeiro, 2010.

HEAVISIDE, J., BLACK, C. J. J., BERRY, J. F. "Fundamentals of Relative Permeability: Experimental and Theoretical Considerations". **SPE-12173-MS**, 1983.

HONARPOUR, M. M., KOEDERITZ L. F., HARVEY, A. H. "Empirical equations for estimating two-phase relative permeability in consolidated rock". **Trans. A.I.M.E, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, p. 273, v. 2905, 1982.

HONARPOUR, M. M., KOEDERITZ L. F., HARVEY, A. H. "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs". **CRC Press, Inc.** Boca Raton, Florida, USA, 1986.

JOHNSON, E.F., BOSSLER, D.P, NAUMANN, V.O. "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. **Trans. A.I.M.E, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, 1959.

JONES, S.C., ROSZELLE, W.O. "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability From Displacement Experiments". In: **Society of Petroleum Engineers. SPE 6045**, 1978.

MAINI, B., COSKUNER, G. "A Comparison of Steady-State and Unsteady-State Relative Permeabilities of Viscous Oil and Water in Ottawa Sand". **The Journal of Canadian Petroleum Technology**, Vol. 29, No. 2, 1990.

MALONEY, D., DOGGET, K. "Advances in Steady-State and Unsteady-State Relative Permeability Measurements and Correlations". **FY 1995. Report NIPER/BDM-0160**, 1995.

MOHAMAD IBRAHIM, M. N., KOEDERITZ, L.F. "Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model". **SPE-65631**, 2000.

MOHAMAD IBRAHIM, M. N., KOEDERITZ, L.F. "The Two-Phase Steady-State and Unsteady-State Relative Permeability Prediction". **SPE-68065-MS**, 2001.

RAPOPORT, L.A., LEAS, W.J. "Properties of Linear Waterfloods". **Trans. A.I.M.E., American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, v. 198, pp. 139-148, 1953.

Relatório Técnico Petrobras. RT IRF 006/2013. "Cálculo da Curva de Permeabilidade Relativa a partir de Dados Experimentais Obtidos através de Centrifugação, em Processos de Drenagem". 2013

Relatório Técnico Petrobras. RT TR 026/2005. "Estudo Comparativo de Permeabilidade Relativa". 2005

RICHARDSON, J. G. "The Calculation of Waterflood Recovery from Steady-State Relative Permeability Data". **SPE-759-G**, 1957.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. "Engenharia de Reservatórios de Petróleo". **Rio de Janeiro: Interciência**, 2006.

SIGMUND, P. M., McCAFFERY, F. G. "An Improved Unsteady-State Procedure for Determining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media". In: **Society of Petroleum Engineers Journal**, pp. 15-28, February, 1979.

THOMAS, J. E. "Fundamentos de Engenharia de Petróleo". **Editora Interciência**, Rio de Janeiro, 2001.

WELGE, Henry J. "A Simplified Method for Computing Oil Recovery By Gas or Water Drive". **Trans. A.I.M.E, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers**, v. 152, pp. 91-98, 1952.

<[http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG\\_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF](http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/Formation%20Evaluation%20English/Chapter%2010.PDF)>. Acesso em: 04/08/2017

< <http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Canal-Escola/Rochas-1107.html>>. Acesso em: 27/07/2017

## APÊNDICE I

### CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA PARAMETRIZADAS

A seguir são detalhadas as formas parametrizadas das curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa implementadas no programa Imago Relp®. Nas relações mostradas são utilizadas variáveis cujo significado está relacionado a cada tipo de deslocamento:

Em deslocamentos gás-água,

$S_a$  é a saturação de água na amostra,

$S_b$  é a saturação de gás na amostra,

$S_1$  é a saturação de água ao final do processo de deslocamento de gás e

$S_2$  é igual a zero (admite-se que a amostra está 100% saturada com água no início do processo).

Em deslocamentos gás-óleo,

$S_a$  é a saturação de óleo na amostra,

$S_b$  é a saturação de gás na amostra,

$S_1$  é a saturação de óleo ao final do processo de deslocamento de gás e

$S_2$  é a saturação de água na amostra durante o ensaio (admite-se que toda água é irredutível).

Em deslocamentos óleo-água,

$S_a$  é a saturação de água na amostra,

$S_b$  é a saturação de óleo na amostra,

$S_1$  é a saturação de água ao final do processo de deslocamento de óleo e

$S_2$  é igual a zero (admite-se que a amostra está 100% saturada com água no início do processo).

## CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA

- COREY**

$$k_{ra}(S_a) = k_{ra@S_{a_{inicial}}} \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right)^{n_a} \quad (47)$$

$$k_{rb}(S_b) = k_{rb@S_{b_{final}}} \left( \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2} \right)^{n_b} \quad (48)$$

Sendo  $k_{ra@S_{a_{inicial}}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@S_{b_{final}}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $n_a$  e  $n_b$  definem a curvatura das funções.

- SIGMUND & MCCAFFERY**

$$k_{ra}(S_a) = \frac{k_{ra@S_{a_{inicial}}}}{(1 + \lambda_{2a})} \left( \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right)^{\lambda_{1a}} + \lambda_{2a} \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right) \right) \quad (49)$$

$$k_{rb}(S_b) = \frac{k_{rb@S_{b_{final}}}}{(1 + \lambda_{2b})} \left( \left( \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2} \right)^{\lambda_{1b}} + \lambda_{2b} \left( \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2} \right) \right) \quad (50)$$

Sendo  $k_{ra@S_{a_{inicial}}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@S_{b_{final}}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $\lambda_i$  definem as funções.

- CHIERICI**

$$k_{ra}(S_a) = k_{ra@S_{a_{inicial}}} \exp \left( - \lambda_{2a} \left( \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \right)^{-\lambda_{1a}} \right) \quad (51)$$



$$k_{rb}(S_b) = k_{rb@Sb_{final}} \exp\left(-\lambda_{2b}\left(\frac{S_b}{1-S_1-S_2}\right)^{-\lambda_{1b}}\right) \quad (52)$$

Sendo  $k_{ra@Sd_{inicial}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@Sb_{final}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $\lambda_i$  definem as funções.

- **LET**

$$k_{ra}(S_a) = k_{ra@Sd_{inicial}} \frac{\left(\frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2}\right)^{\lambda_{1a}}}{\left(\left(\frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2}\right)^{\lambda_{1a}} + \lambda_{2a}\left(1 - \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2}\right)^{\lambda_{3a}}\right)} \quad (53)$$

$$k_{rb}(S_b) = k_{rb@Sb_{final}} \frac{\left(\frac{S_b}{1 - S_1 - S_2}\right)^{\lambda_{1b}}}{\left(\left(\frac{S_b}{1 - S_1 - S_2}\right)^{\lambda_{1b}} + \lambda_{2b}\left(1 - \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2}\right)^{\lambda_{3b}}\right)} \quad (54)$$

Sendo  $k_{ra@Sd_{inicial}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@Sb_{final}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $\lambda_i$  definem as funções.

- **SPLINES 2**

Definindo:

$$S_a^* = \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \quad e \quad S_b^* = \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2} \quad (55)$$

$$k_{ra}(S_a) = \begin{cases} \text{se } S_a^* < \frac{1}{2} & \text{então } k_{ra@Sa_{inicial}} \left( (2\lambda_{2a} - 6\lambda_{1a})S_a^{*2} + 4\lambda_{1a}S_a^* \right) \\ \text{se } S_a^* > \frac{1}{2} & \text{então } k_{ra@Sa_{inicial}} \left( (2\lambda_{1a} - 6\lambda_{2a} + 4)S_a^{*2} + (-4\lambda_{1a} + 8\lambda_{2a} - 4)S_a^* + (2\lambda_{1a} - 2\lambda_{2a} + 1) \right) \end{cases} \quad (56)$$

$$k_{rb}(S_b) = \begin{cases} \text{se } S_b^* < \frac{1}{2} & \text{então } k_{rb@Sb_{final}} \left( (2\lambda_{2b} - 6\lambda_{1b})S_b^{*2} + 4\lambda_{1b}S_b^* \right) \\ \text{se } S_b^* > \frac{1}{2} & \text{então } k_{rb@Sb_{final}} \left( (2\lambda_{1b} - 6\lambda_{2b} + 4)S_b^{*2} + (-4\lambda_{1b} + 8\lambda_{2b} - 4)S_b^* + (2\lambda_{1b} - 2\lambda_{2b} + 1) \right) \end{cases} \quad (57)$$

Sendo  $k_{ra@Sa_{inicial}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@Sb_{final}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $\lambda_i$  definem as funções. Estes parâmetros estão implementados no Imago Relp®, utilizado para a determinação das curvas de permeabilidade relativa através de experimentos de deslocamento viscoso.

- **SPLINES 3**

Definindo:

$$S_a^* = \frac{S_a - S_1}{1 - S_1 - S_2} \quad e \quad S_b^* = \frac{S_b}{1 - S_1 - S_2} \quad (58)$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \quad e \quad S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \quad (59)$$

$$k_{ra}(S_a) = \begin{cases} \text{se } S_a^* < \frac{1}{2} & \text{então } k_{ra@Sa_{inicial}} \left( (14\lambda_{1a} - 8\lambda_{2a} + 2\lambda_{3a})S_a^{*3} + (-18\lambda_{1a} + 6\lambda_{2a})S_a^{*2} + 6\lambda_{1a}S_a^* \right) \\ \text{se } S_a^* > \frac{1}{2} & \text{então } k_{ra@Sa_{inicial}} \left( (-2\lambda_{1a} + 8\lambda_{2a} - 14\lambda_{3a} + 8)S_a^{*3} + (6\lambda_{1a} - 18\lambda_{2a} + 24\lambda_{3a} - 12)S_a^{*2} + (-6\lambda_{1a} + 12\lambda_{2a} - 12\lambda_{3a} + 6)S_a^* + (2\lambda_{1a} - 2\lambda_{2a} + 2\lambda_{3a} - 1) \right) \end{cases} \quad (60)$$

$$k_{rb}(S_b) = \begin{cases} \text{se } S_b^* < \frac{1}{2} \text{ então } k_{rb@Sb_{final}} \left( (14\lambda_{4b} - 8\lambda_{2b} + 2\lambda_{3b})S_b^{*3} + (-18\lambda_{4b} + 6\lambda_{2b})S_b^{*2} + 6\lambda_{4b}S_b^* \right) \\ \text{se } S_b^* > \frac{1}{2} \text{ então } k_{rb@Sb_{final}} \left( (-2\lambda_{4b} + 8\lambda_{2b} - 14\lambda_{3b} + 8)S_b^{*3} + (6\lambda_{4b} - 18\lambda_{2b} + 24\lambda_{3b} - 12)S_b^{*2} \right. \\ \left. + (-6\lambda_{4b} + 12\lambda_{2b} - 12\lambda_{3b} + 6)S_b^* + (2\lambda_{4b} - 2\lambda_{2b} + 2\lambda_{3b} - 1) \right) \end{cases} \quad (61)$$

Sendo  $k_{ra@Sa_{inicial}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “a” no início do processo,  $k_{rb@Sb_{final}}$  é a permeabilidade relativa ao fluido “b” no final do processo de deslocamento e os parâmetros  $\lambda_i$  definem as funções. Estes parâmetros estão implementados no programa Imago Relp®, utilizado para a determinação das curvas de permeabilidade relativa através de experimentos de deslocamento viscoso.

## APÊNDICE II

### PONTOS DAS CURVAS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO – AMOSTRAS A E B

- UTILIZANDO ÓLEO MINERAL UNIPAR

TABELA 9 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra A

Tempo (horas)	Np medido (cm <sup>3</sup> )	Diferencial de Pressão Medido (psi)
0,000	0,00	3,48
0,006	0,33	4,94
0,014	0,88	6,41
0,023	1,40	8,23
0,031	1,90	10,22
0,039	2,45	13,36
0,048	2,98	16,92
0,056	3,53	20,30
0,064	4,03	23,56
0,073	4,55	26,22
0,081	5,10	28,19
0,089	5,60	29,64
0,098	6,10	30,95
0,106	6,18	31,38
0,123	6,18	31,60
0,139	6,18	31,60
0,173	6,18	31,60
0,206	6,18	31,60
0,273	6,18	31,60
0,439	6,18	31,60
0,523	6,18	31,60
0,989	6,18	31,60
1,332	6,18	31,60
1,618	6,18	31,60
17,868	6,28	31,60
20,202	6,28	31,60
22,806	6,28	31,60

**TABELA 10 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra B**

<b>Tempo (horas)</b>	<b>Np medido (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Diferencial de Pressão Medido (psi)</b>
0,000	0,00	0,86
0,003	0,23	1,13
0,011	1,15	1,26
0,020	2,08	1,53
0,028	3,03	1,88
0,036	4,03	2,27
0,045	4,95	2,59
0,053	5,93	2,87
0,061	6,85	3,13
0,070	7,00	3,25
0,078	7,03	3,29
0,086	7,05	3,31
0,095	7,05	3,31
0,111	7,05	3,31
0,136	7,05	3,31
0,153	7,05	3,31
0,170	7,05	3,31
0,186	7,05	3,31
0,203	7,05	3,31
0,253	7,05	3,31
0,303	7,05	3,31
2,338	7,05	3,31
3,339	7,05	3,31
4,618	7,05	3,31
6,661	7,05	3,31
20,078	7,05	3,31
25,445	7,05	3,31

- **UTILIZANDO ÓLEO MINERAL EMCA**

**TABELA 11 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra A**

<b>Tempo (horas)</b>	<b>Np medido (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Diferencial de Pressão Medido (psi)</b>	<b>Np ajustado (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Diferencial de Pressão Ajustado (psi)</b>
0,000	0,00	73,80	0,00	73,80
0,006	0,39	75,36	0,35	79,17
0,014	0,90	79,78	0,85	83,02
0,023	1,44	84,76	1,35	86,87
0,031	1,97	90,18	1,85	90,54
0,039	2,52	95,92	2,35	93,98
0,048	2,99	100,64	2,85	97,64
0,056	3,51	102,94	3,35	101,21
0,064	3,89	101,48	3,74	102,17
0,073	3,95	99,40	3,81	99,55
0,089	4,05	96,06	3,91	96,30
0,123	4,10	92,10	4,03	92,43
0,164	4,15	88,88	4,14	89,70
0,248	4,30	85,09	4,26	86,80
0,339	4,32	83,50	4,34	85,25
0,531	4,42	83,21	4,42	83,69
1,148	4,47	81,91	4,52	82,26
1,714	4,52	81,21	4,55	81,86
3,148	4,57	81,00	4,59	81,51
4,064	4,57	81,00	4,59	81,42
18,264	4,62	81,00	4,62	81,18
20,164	4,62	81,00	4,62	81,17
0,000	0,00	73,80	0,00	73,80

**TABELA 12 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra B**

Tempo (segundos)	Np medido (cm <sup>3</sup> )	Diferencial de Pressão Medido (psi)	Np ajustado (cm <sup>3</sup> )	Diferencial de Pressão Ajustado (psi)
0,000	0,00	9,78	0,00	9,78
0,006	0,38	8,72	0,35	9,08
0,014	0,90	7,88	0,85	8,27
0,023	1,40	7,21	1,35	7,48
0,031	1,91	6,73	1,83	6,75
0,039	2,43	6,20	2,26	6,19
0,048	2,76	5,74	2,64	5,76
0,056	3,00	5,47	2,96	5,38
0,064	3,24	5,20	3,24	5,09
0,073	3,48	4,94	3,46	4,84
0,081	3,63	4,66	3,65	4,63
0,098	3,91	4,38	3,93	4,31
0,114	4,12	4,12	4,13	4,06
0,139	4,32	3,77	4,35	3,80
0,164	4,48	3,58	4,52	3,60
0,198	4,68	3,36	4,70	3,40
0,231	4,83	3,22	4,84	3,25
0,273	4,98	3,10	4,98	3,11
0,314	5,13	2,93	5,10	2,99
0,364	5,25	2,87	5,21	2,89
0,431	5,37	2,79	5,34	2,78
0,514	5,47	2,68	5,46	2,68
0,598	5,57	2,61	5,56	2,59
0,781	5,72	2,47	5,73	2,47
1,564	6,07	2,22	6,09	2,22
2,814	6,27	2,12	6,31	2,09
3,981	6,37	2,00	6,41	2,03
6,614	6,52	1,90	6,53	1,97
8,598	6,57	1,90	6,57	1,95
20,564	6,67	1,90	6,66	1,91
21,781	6,67	1,90	6,66	1,91

## PONTOS DAS CURVAS DE PRODUÇÃO E DIFERENCIAL DE PRESSÃO – AMOSTRAS C

**TABELA 13 – Pontos de produção e diferencial de pressão - Amostra C**

Tempo (segundos)	Np medido (cm <sup>3</sup> )	Diferencial de Pressão Medido (psi)	Np ajustado (cm <sup>3</sup> )	Diferencial de Pressão Ajustado (psi)
0,000	0,00	5,30	0,00	5,30
0,032	1,71	5,52	1,90	5,35
0,040	2,16	5,41	2,39	5,36
0,043	2,26	5,37	2,53	5,33
0,047	2,36	5,31	2,68	5,27
0,050	2,46	5,28	2,77	5,21
0,052	2,61	5,30	2,84	5,16
0,055	2,61	5,33	2,90	5,11
0,061	2,66	4,97	3,02	5,03
0,066	2,71	4,98	3,12	4,95
0,072	2,81	4,91	3,21	4,88
0,077	2,91	4,87	3,29	4,83
0,082	2,96	4,78	3,34	4,78
0,093	3,16	4,72	3,48	4,68
0,104	3,31	4,54	3,60	4,60
0,129	3,56	4,38	3,81	4,44
0,151	3,85	4,33	3,96	4,34
0,167	4,00	4,18	4,06	4,28
0,257	4,65	3,85	4,49	4,03
0,340	5,05	3,67	4,79	3,89
0,562	5,55	3,46	5,36	3,65
0,729	5,94	3,41	5,69	3,54
0,896	6,19	3,37	5,97	3,46
1,062	6,44	3,33	6,19	3,40
1,396	6,64	3,31	6,55	3,31
1,562	6,74	3,33	6,69	3,28
1,896	6,94	3,34	6,93	3,23
2,229	7,09	3,28	7,13	3,20
2,896	7,34	3,23	7,42	3,14
3,927	7,68	3,20	7,75	3,08
4,927	7,93	3,22	7,98	3,03
5,927	8,08	3,12	8,15	3,00
6,967	8,28	3,07	8,30	2,97
7,967	8,43	3,07	8,42	2,94



8,967	8,53	3,02	8,52	2,92
11,967	8,73	2,93	8,76	2,87
14,967	8,93	2,83	8,93	2,83
18,967	9,13	2,73	9,09	2,79
21,997	9,33	2,68	9,18	2,77
23,497	9,33	2,73	9,22	2,76

## PONTOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA A

**TABELA 14 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,10E-01	9,77E-01	0,00E+00	0,00E+00
1,00E+00	6,70E-01	0,00E+00	9,20E-02	1,00E+00

**TABELA 15 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,30E-01	9,70E-01	0,00E+00	0,00E+00
4,59E-01	3,62E-01	4,01E-01	3,61E-03	1,05E-02
7,00E-01	4,83E-01	1,37E-01	1,20E-02	9,36E-02
7,97E-01	5,32E-01	6,11E-02	1,62E-02	2,38E-01
9,02E-01	5,85E-01	1,51E-02	1,97E-02	6,06E-01
9,17E-01	5,92E-01	1,74E-03	2,38E-02	9,41E-01
1,00E+00	6,34E-01	0,00E+00	3,00E-02	1,00E+00

**TABELA 16 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,57E-01	9,48E-01	0,00E+00	0,00E+00
3,04E-02	1,70E-01	9,43E-01	1,85E-06	5,03E-05
6,05E-02	1,83E-01	9,30E-01	1,48E-05	4,09E-04
1,01E-01	2,00E-01	8,99E-01	6,85E-05	1,95E-03
1,31E-01	2,13E-01	8,69E-01	1,51E-04	4,43E-03
1,72E-01	2,31E-01	8,18E-01	3,37E-04	1,05E-02
2,02E-01	2,44E-01	7,75E-01	5,48E-04	1,78E-02
2,43E-01	2,61E-01	7,11E-01	9,47E-04	3,31E-02
2,73E-01	2,74E-01	6,59E-01	1,35E-03	4,99E-02
3,13E-01	2,91E-01	5,88E-01	2,04E-03	8,18E-02
3,43E-01	3,04E-01	5,33E-01	2,69E-03	1,15E-01
3,74E-01	3,17E-01	4,79E-01	3,47E-03	1,57E-01
4,14E-01	3,34E-01	4,08E-01	4,72E-03	2,29E-01
4,44E-01	3,47E-01	3,56E-01	5,84E-03	2,96E-01
4,85E-01	3,65E-01	2,93E-01	7,58E-03	3,99E-01
5,15E-01	3,78E-01	2,50E-01	9,09E-03	4,83E-01
5,56E-01	3,95E-01	1,99E-01	1,14E-02	5,94E-01
5,86E-01	4,08E-01	1,66E-01	1,32E-02	6,72E-01
6,26E-01	4,25E-01	1,27E-01	1,58E-02	7,61E-01
6,57E-01	4,38E-01	1,03E-01	1,78E-02	8,17E-01
6,87E-01	4,51E-01	8,13E-02	1,98E-02	8,62E-01
7,27E-01	4,68E-01	5,76E-02	2,25E-02	9,09E-01
7,57E-01	4,81E-01	4,31E-02	2,45E-02	9,36E-01
7,98E-01	4,99E-01	2,77E-02	2,69E-02	9,61E-01
8,28E-01	5,12E-01	1,88E-02	2,86E-02	9,75E-01
8,69E-01	5,29E-01	1,01E-02	3,06E-02	9,87E-01
8,99E-01	5,42E-01	5,53E-03	3,18E-02	9,93E-01
9,39E-01	5,59E-01	1,79E-03	3,31E-02	9,98E-01
9,70E-01	5,72E-01	4,12E-04	3,37E-02	1,00E+00
1,00E+00	5,85E-01	0,00E+00	3,40E-02	1,00E+00

**TABELA 17 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,65E-01	9,49E-01	0,00E+00	0,00E+00
3,47E-01	3,95E-01	7,41E-01	5,80E-04	9,22E-04
4,29E-01	4,49E-01	5,83E-01	2,57E-03	5,17E-03
6,34E-01	5,85E-01	3,06E-01	6,64E-03	2,49E-02
8,29E-01	7,14E-01	1,52E-01	1,11E-02	7,95E-02
8,98E-01	7,60E-01	4,67E-02	1,62E-02	2,90E-01
1,00E+00	8,27E-01	0,00E+00	2,73E-02	1,00E+00
0,00E+00	1,65E-01	9,49E-01	0,00E+00	0,00E+00

## PONTOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA B

**TABELA 18 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,70E-01	1,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
1,00E+00	7,34E-01	0,00E+00	1,75E-01	1,00E+00

**TABELA 19 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral UNIPAR**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,06E-01	9,75E-01	0,00E+00	0,00E+00
4,10E-01	3,63E-01	4,25E-01	1,78E-03	4,80E-03
4,66E-01	3,98E-01	3,41E-01	6,01E-03	1,99E-02
5,94E-01	4,79E-01	2,51E-01	3,86E-02	1,50E-01
7,07E-01	5,50E-01	1,65E-01	7,66E-02	3,49E-01
7,99E-01	6,07E-01	7,08E-02	1,14E-01	6,50E-01
8,30E-01	6,27E-01	1,78E-02	1,39E-01	9,00E-01
1,00E+00	7,34E-01	0,00E+00	2,25E-01	1,00E+00

**TABELA 20 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,69E-01	1,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
3,02E-02	1,85E-01	9,60E-01	4,28E-03	1,06E-01
6,07E-02	2,01E-01	9,18E-01	8,30E-03	1,94E-01
1,01E-01	2,22E-01	8,58E-01	1,33E-02	2,92E-01
1,31E-01	2,39E-01	8,12E-01	1,68E-02	3,56E-01
1,72E-01	2,60E-01	7,48E-01	2,14E-02	4,32E-01
2,02E-01	2,76E-01	6,99E-01	2,47E-02	4,85E-01
2,42E-01	2,97E-01	6,33E-01	2,91E-02	5,51E-01
2,73E-01	3,13E-01	5,84E-01	3,25E-02	5,97E-01
3,13E-01	3,35E-01	5,19E-01	3,71E-02	6,56E-01
3,43E-01	3,51E-01	4,71E-01	4,07E-02	6,97E-01
3,74E-01	3,67E-01	4,24E-01	4,44E-02	7,36E-01
4,14E-01	3,88E-01	3,65E-01	4,98E-02	7,84E-01
4,44E-01	4,04E-01	3,23E-01	5,42E-02	8,17E-01
4,85E-01	4,26E-01	2,71E-01	6,05E-02	8,56E-01
5,15E-01	4,42E-01	2,35E-01	6,57E-02	8,82E-01
5,56E-01	4,63E-01	1,92E-01	7,33E-02	9,10E-01
5,86E-01	4,79E-01	1,63E-01	7,94E-02	9,28E-01
6,26E-01	5,00E-01	1,29E-01	8,81E-02	9,48E-01
6,57E-01	5,16E-01	1,07E-01	9,50E-02	9,59E-01
6,87E-01	5,32E-01	8,72E-02	1,02E-01	9,69E-01
7,27E-01	5,54E-01	6,45E-02	1,12E-01	9,79E-01
7,58E-01	5,70E-01	5,00E-02	1,20E-01	9,85E-01
7,98E-01	5,91E-01	3,40E-02	1,31E-01	9,90E-01
8,28E-01	6,07E-01	2,43E-02	1,40E-01	9,94E-01
8,69E-01	6,29E-01	1,41E-02	1,51E-01	9,97E-01
8,99E-01	6,45E-01	8,45E-03	1,60E-01	9,98E-01
9,39E-01	6,66E-01	3,27E-03	1,72E-01	9,99E-01
9,70E-01	6,82E-01	1,01E-03	1,82E-01	1,00E+00
1,00E+00	6,98E-01	0,00E+00	1,91E-01	1,00E+00

**TABELA 21 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente, condição de laboratório e utilizando óleo mineral EMCA**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,26E-01	1,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
2,10E-01	2,39E-01	9,08E-01	1,73E-04	5,10E-03
4,07E-01	3,45E-01	6,36E-01	2,62E-03	9,97E-02
4,43E-01	3,64E-01	5,02E-01	1,03E-02	3,56E-01
5,21E-01	4,06E-01	3,37E-01	2,35E-02	6,51E-01
6,94E-01	4,99E-01	1,36E-01	4,60E-02	9,01E-01
1,00E+00	6,63E-01	0,00E+00	1,16E-01	1,00E+00

## PONTOS DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA - AMOSTRA C

**TABELA 22 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime transiente e condição de semi-reservatório**

<b>S<sub>WD</sub></b>	<b>S<sub>w</sub> (fração)</b>	<b>K<sub>ro</sub> (fração)</b>	<b>K<sub>rw</sub> (fração)</b>	<b>F<sub>w</sub> (fração)</b>
0,00E+00	1,69E-01	6,48E-01	0,00E+00	0,00E+00
3,03E-02	1,85E-01	5,51E-01	1,42E-02	1,11E-01
6,06E-02	2,02E-01	4,65E-01	2,80E-02	2,26E-01
1,01E-01	2,24E-01	3,67E-01	4,58E-02	3,77E-01
1,31E-01	2,40E-01	3,03E-01	5,86E-02	4,83E-01
1,72E-01	2,63E-01	2,32E-01	7,50E-02	6,10E-01
2,02E-01	2,79E-01	1,88E-01	8,67E-02	6,91E-01
2,42E-01	3,01E-01	1,40E-01	1,02E-01	7,79E-01
2,73E-01	3,18E-01	1,11E-01	1,12E-01	8,31E-01
3,13E-01	3,40E-01	8,07E-02	1,26E-01	8,83E-01
3,43E-01	3,57E-01	6,36E-02	1,35E-01	9,11E-01
3,74E-01	3,73E-01	5,03E-02	1,44E-01	9,33E-01
4,14E-01	3,95E-01	3,75E-02	1,55E-01	9,52E-01
4,44E-01	4,12E-01	3,07E-02	1,63E-01	9,62E-01
4,85E-01	4,34E-01	2,43E-02	1,72E-01	9,72E-01
5,15E-01	4,50E-01	2,04E-02	1,78E-01	9,77E-01
5,55E-01	4,73E-01	1,60E-02	1,86E-01	9,83E-01
5,86E-01	4,89E-01	1,32E-02	1,91E-01	9,86E-01
6,26E-01	5,11E-01	9,99E-03	1,97E-01	9,90E-01
6,56E-01	5,28E-01	8,01E-03	2,02E-01	9,92E-01
6,87E-01	5,44E-01	6,33E-03	2,06E-01	9,94E-01
7,27E-01	5,67E-01	4,53E-03	2,12E-01	9,96E-01
7,57E-01	5,83E-01	3,46E-03	2,16E-01	9,97E-01
7,98E-01	6,05E-01	2,35E-03	2,21E-01	9,98E-01
8,28E-01	6,22E-01	1,73E-03	2,25E-01	9,98E-01
8,68E-01	6,44E-01	1,12E-03	2,31E-01	9,99E-01
8,99E-01	6,61E-01	7,77E-04	2,36E-01	9,99E-01
9,39E-01	6,83E-01	4,32E-04	2,44E-01	1,00E+00
9,69E-01	6,99E-01	2,14E-04	2,49E-01	1,00E+00
1,00E+00	7,16E-01	0,00E+00	2,56E-01	1,00E+00



**TABELA 23 – Pontos de permeabilidade relativa obtidos pelo método em regime permanente e condição de semi-reservatório**

<b>SwD</b>	<b>Sw (fração)</b>	<b>Kro (fração)</b>	<b>Krw (fração)</b>	<b>Fw (fração)</b>
0,00E+00	1,73E-01	5,31E-01	0,00E+00	0,00E+00
4,92E-01	4,76E-01	1,11E-01	1,80E-04	1,00E-02
5,51E-01	5,13E-01	8,03E-02	1,44E-03	1,00E-01
6,39E-01	5,67E-01	5,68E-02	3,92E-03	3,00E-01
6,76E-01	5,90E-01	3,94E-02	9,51E-03	6,00E-01
6,84E-01	5,95E-01	2,92E-02	1,88E-02	8,00E-01
7,13E-01	6,13E-01	2,15E-02	3,11E-02	9,00E-01
1,00E+00	7,90E-01	0,00E+00	2,56E-01	1,00E+00